Spänning i tillvaron

– hur säkrar vi vår framtida elförsörjning?

Betänkande av Elmarknadsutredningen

Stockholm 2025

STATENS OFFENTLIGA UTREDNINGAR

SOU 2025:47

SOU och Ds finns på regeringen.se under Rättsliga dokument.

Svara på remiss – hur och varför
Statsrådsberedningen, SB PM 2021:1.
Information för dem som ska svara på remiss finns tillgänglig på regeringen.se/remisser.

Layout: Kommittéservice, Regeringskansliet
Omslag: Elanders Sverige AB
Tryck och remisshantering: Elanders Sverige AB, Stockholm 2025

ISBN 978-91-525-1231-9 (tryck)
ISBN 978-91-525-1232-6 (pdf)
ISSN 0375-250X

Till statsrådet Ebba Busch

Den 25 januari 2024 beslutade regeringen att ge en särskild utredare i uppdrag att föreslå hur den svenska elmarknaden kan utvecklas och regleras med syfte att tydliggöra systemansvaret, öka leverans-säkerheten och robustheten, skapa långsiktiga planeringsförutsätt-ningar och ge fossila kraftslag och flexibla resurser marknadsmässig ersättning för de nyttor de bidrar med (dir. 2024:12). Till särskild utredare förordnades samma dag civilekonomen Bo Diczfalusy.

Den 1 april 2024 förordnades ämnesrådet Andreas Lindholm (Klimat- och näringslivsdepartementet), departementssekreteraren David Freed (Klimat- och näringslivsdepartementet), kanslirådet Malin Winbladh (Finansdepartementet), kanslirådet Pär Lydén (Klimat- och näringslivsdepartementet), kanslirådet Sigrid Granström (Klimat- och näringslivsdepartementet), handläggaren Anna Andersson (Energimyndigheten), enhetschefen Elin Broström (Energimarknadsinspektionen), ansvarige för råkraftsmarknader Magnus Thorstensson (Energiföretagen Sverige), experten på energi-policy Michelle Tun von Gyllenpalm (Svenskt näringsliv) och chefs-strategen Niclas Damsgaard (Svenska kraftnät) till experter i utred-ningen. Den 1 juni 2024 förordnades systemansvarsstrategen Andreas Westberg (Jämtkraft AB) till expert i utredningen. David Freed och Sigrid Granström entledigades den 12 september 2024. Den 13 september förordnades ämnesrådet Fredrik Norlund (Klimat- och näringslivsdepartementet) till expert i utredningen.

Som huvudsekreterare anställdes filosofie doktor Elon Axberg den 1 mars 2024. Som utredningssekreterare anställdes civilekono-men Cecilia Hellner den 5 februari 2024, juristen Roger Michelotti Husblad den 1 juli 2024 och advokaten Hanna Andersson den 1 sep-tember 2024.

Utredningen har antagit namnet Elmarknadsutredningen. Inga särskilda yttranden har inkommit.

Härmed överlämnas betänkandet *Spänning i tillvaron – hur säkrar vi vår framtida elförsörjning?* (SOU 2025:47). Utredningens uppdrag är därmed slutfört.

Stockholm i april 2025

Bo Diczfalusy

Elon Axberg
Cecilia Hellner
Roger Michelotti Husblad
Hanna Andersson

Innehåll

Sammanfattning **13**

1 Författningsförslag **41**

1.1 Förslag till lag om ändring i lagen (1994:1776) om skatt på energi 41

1.2 Förslag till lag om ändring i ellagen (1997:857) 43

1.3 Förslag till lag om ändring i lagen (2011:710) om certifiering av transmissionsnätsföretag för el 109

1.4 Förslag till lag om ändring i lagen (2021:311) om särskilt investeringsutrymme för elnätsverksamhet 112

1.5 Förslag till förordning om ändring i förordningen (1999:716) om mätning, beräkning och rapportering av överförd el 113

1.6 Förslag till förordning om ändring i förordningen (2007:1119) med instruktion för Affärsverket svenska kraftnät 121

1.7 Förslag till förordning om ändring i förordningen (2011:931) om planering för prioritering av samhällsviktiga elanvändare 124

1.8 Förslag till förordning om ändring i förordningen (2021:808) om nätkoncession 126

1.9 Förslag till förordning om ändring i förordningen (2022:585) om elnätsverksamhet 129

1.10 Förslag till förordning om ändring i förordningen (2023:241) om det nationella elsystemet 143

2 Utredningens uppdrag och arbete ... 149

2.1 Utredningens uppdrag ... 149

2.2 Utredningens arbete ... 150

2.3 Avgränsningar ... 151

2.4 Betänkandets disposition ... 152

3 Ett elsystem i förändring ... 155

3.1 Utvecklingen i omvärlden ... 156
3.1.1 Investeringar globalt och i Europa ... 156
3.1.2 EU:s klimat- och energipolitik ... 159

3.2 Det svenska elsystemet ... 161

3.3 Scenarier för elsystemets utveckling ... 171
3.3.1 Sveriges framtida elförbrukning ... 171
3.3.2 Investeringsbehovet i elsystemet ... 174

3.4 Hur kan elsystemet framtidssäkras? ... 178

4 Riskhantering och riskdelning ... 181

4.1 Risker för elmarknadens aktörer och möjligheter till riskhantering ... 182
4.1.1 Drivkrafter och strategier för prissäkring ... 183

4.2 Den finansiella elmarknadens utveckling över tid ... 188
4.2.1 Börshandel och clearad bilateral handel ... 189
4.2.2 Ej clearad bilateral handel ... 195

4.3 Aviserade förändringar avseende den finansiella elmarknaden ... 200
4.3.1 Ändrat ägande av den finansiella elbörsen ... 201
4.3.2 EU:s pågående reformarbete ... 203

4.4 Beskrivning av differenskontrakt för riskdelning med staten ... 208
4.4.1 Statlig riskdelning kan ske på flera sätt ... 208
4.4.2 Statlig riskdelning genom dubbelriktade differenskontrakt ... 211

4.5 Lönsamheten för olika kraftslag 212
4.5.1 Genomförande och resultat 213
4.5.2 Elpris och elproduktion i de olika scenarierna 215
4.5.3 Känslighetsanalyser avseende kärnkraft och balansen mellan utbud och efterfrågan 223
4.5.4 Avslutande slutsatser 225

4.6 Utredningens överväganden 227
4.6.1 Möjliga svenska åtgärder för att stärka den finansiella elmarknadens funktionssätt 227
4.6.2 Statligt prisstöd genom dubbelriktade differenskontrakt 236
4.6.3 Vilka kraftslag behöver stöd? 248

5 Systemansvar 257

5.1 Ett utvecklat systemansvar 258
5.1.1 Kostnadseffektiv systemdrift 259
5.1.2 Det utvecklade systemansvaret enligt EU-rätten .. 261
5.1.3 Den energipolitiska inriktningspropositionen 273
5.1.4 Nulägesbeskrivning av systemansvaret 273
5.1.5 Slutsatser 279

5.2 Vem är systemansvarig? 280
5.2.1 Vem är systemansvarig enligt EU-rätten? 281
5.2.2 Vem är systemansvarig enligt svensk rätt? 282
5.2.3 Utredningens bedömningar och överväganden ... 294
5.2.4 Förslag 302

5.3 Systemansvarig för överföringssystem och systemansvarig myndighet 307
5.3.1 Nuvarande systemansvariga för överföringssystem i Sverige 308
5.3.2 Certifiering av systemansvarig för överföringssystem 310
5.3.3 Nya systemansvariga för överföringssystem 319
5.3.4 Ansvarsområdet för en systemansvarig 323
5.3.5 Systemansvarig myndighet 329
5.3.6 Elberedskapsmyndighet 341
5.3.7 Förslag 342

5.4 Systemansvarig för distributionssystem ... 346
5.4.1 Ansvarsområde som systemansvarig ... 346
5.4.2 Utnämning av systemansvariga för distributionssystem ... 349
5.4.3 Anslutningsledningar ... 357
5.4.4 Förslag ... 358

5.5 Ansvarsfördelningen mellan systemansvariga ... 359
5.5.1 Samarbete och utvecklat regelverk ... 360
5.5.2 Tekniska krav vid nyanslutning ... 374
5.5.3 Driftsäkerhet ... 377
5.5.4 Subtransmission ... 393
5.5.5 Det långsiktiga planeringsansvaret ... 400
5.5.6 Förslag ... 426

6 Värdering av systemnyttor ... 431

6.1 Marknadsaktörernas förväntningar ... 432

6.2 Vad avses med en trygg elförsörjning? ... 434

6.3 Samhällsekonomiskt effektiv elförsörjning ... 436
6.3.1 Resurstillräcklighet ... 437
6.3.2 Driftsäkerhet ... 441
6.3.3 Nyanslutning ... 454

6.4 Hur kan nödvändiga förmågor säkerställas? ... 455
6.4.1 Integrerade nätkomponenter och kostnadseffektivitet ... 456
6.4.2 Utvecklad kravställning på anslutande parter ... 457
6.4.3 Marknadsbaserad anskaffning ... 459
6.4.4 Villkorade avtal ... 461
6.4.5 Nätavgifter och elområdespriser ... 464

6.5 Frekvensreglering med hjälp av aktiv effekt ... 467
6.5.1 Utredningens bedömning ... 471

6.6 Resurstillräcklighet i elmarknaden ... 474
6.6.1 Utredningens uppdrag ... 476
6.6.2 Ekonomiska argument för olika marknadsutformningar ... 477
6.6.3 Rättsliga förutsättningar ... 480
6.6.4 Ökad risk för effektbrist i framtiden ... 485

6.6.5 Utvärdering av tre långsiktiga mekanismer för att främja kapacitet och flexibilitet 493

6.7 Flexibilitet för att hantera kapacitetsbrist i elnätet 502
6.7.1 Priser och incitament till anläggningsägare 503
6.7.2 Nodprissättning för en teoretiskt korrekt värdering av flexibilitet 504
6.7.3 Rådande priser och incitament för att hantera kapacitetsbrist i transporten av el 506

6.8 Spänningsreglering och reaktiv effekt i elsystemet 521
6.8.1 Ansvaret för spänning och reaktiv effekt 524
6.8.2 Förutsättningar för systemansvariga att tillgodose behovet av reaktiv effekt 525
6.8.3 Utredningens bedömning avseende ekonomiska incitament 527

6.9 Ö-drift och dödnätsstart 530
6.9.1 Finansiering av ö-drift och dödnätsstart 531
6.9.2 Ö-drift som beredskapsåtgärd enligt elberedskapslagen 532
6.9.3 Ö-drift som återuppbyggnadsåtgärd enligt ER ... 534
6.9.4 Tekniska och driftsmässiga förutsättningar 535

7 Ansvar och roller avseende balansansvar 537

7.1 Balansering av elsystemet 538
7.1.1 Balansansvariga planerar för balans 538
7.1.2 Svenska kraftnät balanserar under driftkvarten ... 539
7.1.3 Efteråt: kostnaderna för obalanser fördelas 540
7.1.4 Aktuell utveckling av balanseringsprocessen 540

7.2 Gällande regelverk 541
7.2.1 Europeiskt regelverk 541
7.2.2 Tillämpning i Sverige 543
7.2.3 Ellagens bestämmelser 545
7.2.4 Överlappning mellan europeiskt och nationellt regelverk 546

7.3 Införande av rollen leverantör av balanstjänster i svensk rätt 548
7.3.1 Förslag 549

8 Anvisade elavtal och utsatta kunder 553

8.1 Utredningens uppdrag och bakgrund 553

8.2 Tidigare utredningar 555

8.3 Nulägesbeskrivning 556
8.3.1 Regler om anvisade avtal 556
8.3.2 Regler om utsatta kunder 557
8.3.3 Kunder som har anvisade avtal 561
8.3.4 Priser på anvisade avtal 567
8.3.5 När avtal tecknas, sägs upp och när flytt sker 569
8.3.6 Förlust av balansansvar och konkurs 572
8.3.7 Generellt om kundnöjdhet och kunders aktivitet .. 574
8.3.8 För- och nackdelar med den svenska regleringen .. 577
8.3.9 Nya villkor för nätföretagens anvisningar 578
8.3.10 Konkurrensutsättning för att utse anvisningsleverantör 580

8.4 Utblick 581
8.4.1 Finland 581
8.4.2 Danmark 586
8.4.3 Norge 593
8.4.4 Synpunkter från aktörer 598

8.5 Utredningens bedömningar och förslag 601
8.5.1 Skäl för ändring av nuvarande reglering 601
8.5.2 Utgångspunkter för ett förändrat system 602
8.5.3 En ny modell för sistahandsleverantörer för utsatta kunder 604
8.5.4 En ny modell för sistahandsleverantörer vid konkurs 611
8.5.5 Ikraftträdande och övergångsbestämmelse 612

9 Förbättrad tillgång till data i elmarknaden 615

9.1 Behovet av bättre tillgång till data 615

9.2 Förslag 617

10 Vägen mot en trygg och konkurrenskraftig elförsörjning ... 621

10.1 Inledning ... 621

10.2 Framtidens elmarknad ställer nya krav ... 624

10.3 Stabila förutsättningar för investeringar ... 628

10.4 En tydligare ansvarsfördelning ... 630

10.5 Mer aktiva kunder ger bättre konkurrens ... 631

10.6 Ökad dynamik och nya affärsmodeller ... 632

10.7 En effektiv och långsiktig planering av det nationella elsystemet ... 633

11 Konsekvensanalys ... 635

11.1 Inledning ... 635

11.2 Allmänt om elmarknaden i Sverige ... 636
11.2.1 Elnätet ... 637
11.2.2 Grossistmarknaden för el ... 640
11.2.3 Slutkundsmarknaden för el ... 642

11.3 Vilka mål styr vi mot? ... 642
11.3.1 Referensscenario ... 643

11.4 Utredningens förslag ... 644
11.4.1 Systemansvar ... 644
11.4.2 Balansansvar ... 665
11.4.3 Kundskydd ... 667
11.4.4 Dataverktyg ... 675
11.4.5 Sammanfattande tabell över kostnader för staten ... 676

12 Författningskommentar ... 679

12.1 Förslaget till lag om ändring i lagen (1994:1776) om skatt på energi ... 679

12.2 Förslaget till lag om ändring i ellagen (1997:857) ... 680

12.3 Förslaget till lag om ändring i lagen (2011:710) om certifiering av transmissionsnätsföretag för el 744

12.4 Förslaget till lag om ändring i lagen (2021:311) om särskilt investeringsutrymme för elnätsverksamhet 748

Referenser 749

Bilaga 1 Kommittédirektiv 2024:12 757

Bilaga 2 Modellanalys av framtida elpriser och intjäningsförmåga för olika kraftslag 767

Bilaga 3 Jämförande tabell över avsnitt 8.4.1–8.4.3 807

Sammanfattning

En väl fungerande elförsörjning kommer att bli alltmer betydelsefull för vårt ekonomiska välstånd, näringslivets konkurrenskraft och möjligheterna att nå de klimatpolitiska målen. Riksdagen har fattat beslut om ett planeringsmål med innebörd att planeringen av det svenska elsystemet ska ge förutsättningar för att leverera den el som behövs för en ökad elektrifiering och för att möjliggöra den gröna omställningen. Enligt regeringens bedömning bör Sverige planera för att kunna möta ett elbehov om minst 300 TWh år 2045. Riksdagen har vidare beslutat om ett leveranssäkerhetsmål som innebär att det svenska elsystemet ska ha förmågan att leverera el där efterfrågan finns, i rätt tid och i tillräcklig mängd, i den utsträckning det är samhällsekonomiskt effektivt.

För att göra det möjligt att möta samhällets ökade behov av el och samtidigt säkerställa en trygg och konkurrenskraftig elförsörjning krävs en omfattande utbyggnad av elproduktionskapacitet, elnät och lagringsmöjligheter samt förbättrade möjligheter för flexibilitet. Detta sker i en ny kontext där elsystemet präglas av ökad komplexitet, snabb teknikutveckling, ett försämrat säkerhetspolitiskt läge, fler aktörer och ett mer decentraliserat produktions- och användningsmönster.

Samtidigt har den EU-gemensamma styrningen och regleringen av energisektorn intensifierats. Det rättsliga ramverket blir alltmer omfattande i takt med att EU-länderna höjer sina gemensamma ambitioner inom energiområdet. Även andra regelverk, såsom miljölagstiftningen, har en betydande påverkan på elsystemets utveckling och funktion.

Det är enligt vår uppfattning viktigt att de delar av nuvarande elmarknadsdesign som fungerar väl värnas. Samtidigt måste både konsumenter och företag ha möjlighet att hantera risker på ett ändamålsenligt sätt för att kunna stå emot extremt höga och volatila

elpriser. Det är också angeläget att elmarknaden är utformad så att den bidrar till att säkerställa en trygg och konkurrenskraftig elförsörjning och stödjer en fortsatt utbyggnad av fossilfri elproduktion på ett kostnadseffektivt sätt.

Utvecklingen av elsystemets rättsliga ramverk

Omregleringen av elmarknaden år 1996 innebar att produktion och försäljning av el blev konkurrensutsatta verksamheter. Svenska elkunder fick därmed möjligheten att själva välja vilken elleverantör de ville ha. Elnäten drevs däremot fortsatt som monopolverksamhet. Det senare innebär att en elkund är hänvisad till ett visst elnätsföretag som är verksamt där kunden finns. För att säkerställa en rättvis konkurrens har elnätsföretagen successivt omfattats av allt striktare krav på att hålla nätverksamheten åtskild från den konkurrensutsatta verksamheter i form av elproduktion, elhandel och, på senare tid, även ägande av energilager. Dessa regler motverkar en direkt samplanering av nätverksamhet och elproduktion inom koncerner, och syftar till att förhindra att ekonomiska överskott från monopolverksamheten förs över till den konkurrensutsatta marknaden. Tanken är att nätföretagen så långt det är möjligt ska anskaffa de kompletterande stödtjänster och avhjälpande åtgärder som behövs för en effektiv nätdrift genom ett marknadsbaserat förfarande. Tekniska krav vid nyanslutning, nätavgifter och andra incitament är också viktiga verktyg för att säkerställa att nödvändiga systemförmågor placeras strategiskt och effektivt inom elsystemet.

Den kortsiktiga koordineringen mellan elanvändare och elproducenter sker generellt med hjälp av marknader, nätavgifter och avtalsvillkor, exempelvis i anslutnings- och nyttjandeavtal. EU-rätten och dess genomförande i nationell rätt styr i hög grad hur dessa mekanismer är utformade, även om det finns viss nationell rådighet.

Hur samordningen ska gå till mellan nätägare på olika spänningsnivåer respektive samma spänningsnivå har historiskt inte varit särskilt hårt reglerat utan har vuxit fram organiskt över tid i form av frivilliga avtal och branschgemensamma överenskommelser. Denna ordning har fungerat relativt väl så länge det har funnits viss överkapacitet i elsystemet och relativt förutsägbara och stabila elflöden i nätet.

Det senaste decenniet har dock präglats av en snabb teknologisk utveckling och energiomställning, med bland annat en större andel variabel elproduktion från vind- och solkraftanläggningar som ansluts på lägre spänningsnivåer, alltmer avancerad kraftelektronik samt nya aktörer och ny teknik för lagring och styrning. Detta har ändrat förutsättningarna för en effektiv systemplanering och systemdrift. Mot denna bakgrund har det tillkommit nya regelverk inom EU som syftar till att utveckla systemansvaret med särskild tonvikt på teknisk kravställning på nätkunder, en framåtsyftande systemplanering och marknadsbaserad anskaffning av flexibilitetstjänster samt andra åtgärder i syfte att öka utnyttjandegraden av den befintliga nätinfrastrukturen. Parallellt med det har det vuxit fram ett europeiskt regelverk om hur överföringskapaciteten mellan elområden ska hanteras i elmarknaden.

Ett reviderat elmarknadspaket för EU-länderna beslutades 2024. Det har utformats mot bakgrund av erfarenheter från energikrisen och behovet av en mer trygg, hållbar och konkurrenskraftig elförsörjning. I paketet introduceras flera nya verktyg som ger staten utökade möjligheter att främja investeringar i flexibilitet och fossilfri elproduktion. Samtidigt syftar reformerna till att stärka konsumenternas möjligheter att hantera höga och varierande elpriser.

Riskhantering och riskdelning (kapitel 4)

Utredningen ska undersöka hur den finansiella elmarknaden, inklusive handeln med långsiktiga elköpsavtal, kan utvecklas med syfte att säkerställa ändamålsenliga prissäkringsinstrument och god marknadslikviditet. I uppdraget ingår också att utreda vilken roll statlig riskdelning genom dubbelriktade differenskontrakt (så kallade contracts for difference, CfD) kan ha på en framtida elmarknad.

Den finansiella elmarknaden

Utredningen ska enligt sina direktiv undersöka hur den befintliga finansiella elmarknaden kan utvecklas med syfte att säkerställa ändamålsenliga prissäkringsinstrument och god marknadslikviditet med syfte att marknadsaktörerna ska kunna hantera sin elprisrisk på ett kostnadseffektivt sätt.

Handeln med standardiserade prissäkringskontrakt har minskat kraftigt sedan den globala finanskrisen 2008. Utredningen har gjort ett antal bedömningar som syftar till att stärka aktörernas möjlighet att hantera sin elprisrisk.

- Svenska tillsynsmyndigheter inom energi- och finansmarknadsområdet tillsammans med myndigheter i andra nordiska länder bör inleda en dialog med de aktörer som erbjuder börshandel, för att ta del av information och för att framföra vad som kan vara viktigt för att öka likviditeten och för att öka clearingen av bilateral handel.
- Prisområdeskontrakt (EPAD) är centrala för att hantera finansiella risker på grund av prisskillnader mellan elområden. Det är angeläget att Sverige deltar i den pågående översynen av Kommissionens förordning (EU) 2016/1719 om förhandstilldelning av kapacitet (FCA). Sverige bör aktivt lyfta fram de fördelar för aktörernas prissäkringsmöjligheter som erhålls med den nordiska modellen med EPAD-kontrakt i kombination med systempriskontrakt. Sverige bör även redovisa de positiva erfarenheterna av det pilotprojekt där Svenska kraftnät auktionerar EPAD-kontrakt med syfte att förbättra aktörernas möjligheter till effektiv prissäkring mellan elområden.
- Svenska kraftnäts auktionering av prisområdeskontrakt (EPAD), som marknadsaktörer kan använda för att hantera prisskillnader mellan elområden, är en marknadsvårdande åtgärd som bör fortsätta tills vidare. Svenska kraftnät bör kontinuerligt utvärdera hur exempelvis införandet av en flödesbaserad kapacitetsberäkningsmetod och eventuella förändringar av elområdesgränser har påverkat behovet av marknadsvårdande åtgärder. Marknadsvårdande åtgärder bör utformas på ett sätt som bedöms ändamålsenligt för att säkerställa konkurrensneutralitet och motverka snedvridning mellan olika handels- och clearingplattformar som tillhandahåller prissäkringsprodukter.
- Svenska myndigheter bör undersöka möjligheterna för fler banker att bli godkända för att ställa ut bankgarantier till Nasdaq Clearing.

- Det finns även anledning att inrätta en mer formaliserad samverkan mellan berörda myndigheter för att bland annat ge Finansinspektionen förutsättningar att aktivt medverka i Europeiska värdepappers- och marknadsmyndighetens (ESMA) framtagande av den tekniska standard som ska ange de villkor som ska vara uppfyllda. Det är angeläget att omotiverade begränsningar för en bredare användning av bankgarantier undanröjs.
- Sverige bör också uppmärksamma frågan om förlusttäckning för clearinghus till ESMA, för att säkerställa att marknadens riskhanteringsmekanismer inte motverkar att aktörer väljer icke-clearad handel framför clearad handel.
- Sverige bör skapa beredskap för att införa en statlig kreditgaranti, liknande den som beslutades i samband med energikrisen 2022, för att stärka den finansiella elmarknadens motståndskraft i krissituationer.

Utredningen ska enligt sina direktiv också analysera och vid behov föreslå hur handeln med långsiktiga bilaterala elköpsavtal (så kallade power purchase agreements, PPA) kan utvecklas för att öka transparensen och minska transaktionskostnaderna och hur avtalen kan utvecklas för att skapa förutsättningar för effektiv handel. Långsiktiga elköpsavtal bidrar till att samordna utbud och efterfrågan i elsystemet, och behöver utformas med hänsyn till de specifika behov som olika elproducenter och elanvändare har.

- Utredningen bedömer att Sveriges hållning bör vara att standardiserade avtal för långsiktiga elköpsavtal inom EU inte ska införas.

Statlig riskdelning genom dubbelriktade differenskontrakt

Utredningen ska utreda vilken roll statlig riskdelning genom dubbelriktade differenskontrakt kan ha på en framtida elmarknad utifrån de förutsättningar som ges i den europeiska elmarknadslagstiftningen.

Det är osäkert om marknaden på egen hand kommer att få till stånd den mångfald och volym av investeringar i elproduktion som krävs på rätt plats och vid rätt tidpunkt. Utredningen bedömer därför att statlig riskdelning genom dubbelriktade differenskontrakt för investeringar i ny fossilfri elproduktion kan vara motiverad, men

kräver noggranna överväganden. Införandet av dubbelriktade differenskontrakt kan minska investeringsrisken och underlätta finansiering av kapitalintensiv fossilfri elproduktion, särskilt i en situation med hög osäkerhet kring framtida elbehov och priser. Samtidigt finns det en risk för att sådana kontrakt tränger undan marknadsbaserade investeringar, försämrar elmarknadens funktion och bidrar till en ökad politisk risk på elmarknaden. Minskade incitament för aktörer att delta på prissäkringsmarknaden kan försämra dess funktion och öka kostnaderna för elanvändare att hantera elprisrisk. Dessutom kan gränsöverskridande läckage av stödsystemets nyttor till andra länder motivera ett ökat fokus på samordning med angränsande länder vid utformningen av sådana kontrakt.

Regeringen har nyligen föreslagit att det införs en mekanism för statlig riskdelning för nya kärnkraftverk, vilket syftar till att underlätta investeringar och minska de ekonomiska riskerna för aktörer inom sektorn. Havsbaserad vindkraft är också förknippad med stora investeringskostnader. På grund av stora osäkerheter avseende elprisets utveckling bedömer utredningen att investeringar i sådana kraftverk dagsläget inte är ekonomiskt lönsamma utan statlig riskdelning. Det kan därför vara befogat att införa dubbelriktade differenskontrakt för havsbaserad vindkraft för att möjliggöra investeringar i nya projekt om statsmakterna finner det motiverat.

Om sådana kontrakt införs bedömer utredningen att ett auktionsbaserat förfarande avseende statligt anvisade platser är att föredra på sikt eftersom det ger staten möjlighet att effektivt koordinera nätanslutning, lokalisering av elproduktion och hantering av motstående samhällsintressen.

För att marknadens förtroende ska bibehållas och värdefull tid inte ska gå till spillo förordar utredningen en ordnad övergång från nuvarande system där befintliga projekt erbjuds möjlighet att konkurrera om differenskontrakt i ett antal allokeringsrundor.

Systemansvar (kapitel 5)

Utredningen ska föreslå hur termerna systemansvarig för överföringssystem och systemansvarig för distributionssystem kan införas i svensk rätt samt hur de systemansvarigas respektive ansvarsområden kan tydliggöras. I uppdraget ingår också att utreda om det bör in-

föras ett krav på certifiering som systemansvarig för överföringssystem för andra aktörer än Svenska kraftnät samt föreslå hur det långsiktiga ansvaret för planering av överföringssystem och planering av distributionssystem bör tydliggöras i regleringen. Slutligen ska utredningen föreslå hur Svenska kraftnäts uppgifter som systemansvarig för överföringssystemet och de uppgifter som Svenska kraftnät utför i egenskap av myndighet kan tydliggöras och särskiljas i regleringen. Bakgrunden är det ökade behovet av koordinering som förväntas till följd av utvecklingen på elmarknaden.

Terminologi

Termerna systemansvarig för överföringssystem och systemansvarig för distributionssystem infördes i den europeiska elmarknadslagstiftningen i samband med avregleringen av elmarknaden och genom EU:s första elmarknadsdirektiv 96/92/EG. De systemansvarigas respektive ansvarsområden har därefter successivt utvecklats och förtydligats, exempelvis genom det gällande elmarknadsdirektivet, där de nuvarande definitionerna framgår. Termerna har däremot inte kommit att införas i svensk rätt utan har i stället sina respektive motsvarigheter i transmissionsnätsföretag och distributionsnätsföretag. Elmarknadsdirektivets terminologi och ansvarsfördelning mellan olika aktörer har samtidigt en genomgripande inverkan på elsystemets utveckling och elmarknadens funktionssätt då den europeiska elmarknadslagstiftningen använder direktivets definitioner som utgångspunkt i de rättsakter som är direkt tillämpliga, exempelvis EU:s elmarknadsförordning.

Energimarknadsinspektionen (Ei) har tidigare föreslagit att definitioner motsvarande elmarknadsdirektivets terminologi införs i ellagen (1997:857). Regeringen bedömde dock att termen nätföretag även i fortsättningen skulle användas i fråga om alla företag som är systemansvariga i elmarknadsdirektivets mening, både distributionsnätsföretag och transmissionsnätsföretag. Regeringen tydliggjorde även att förslaget inte innebar någon ändring i sak, dvs. att det inte infördes något nytt systemansvar eftersom nätföretagen redan har ett ansvar för överförings- respektive distributionssystemen enligt gällande bestämmelser och att uppgiftsfördelningen mellan distributionsnätsföretagen och transmissionsnätsföretagen var oförändrad.

Även om systemansvaret har sin faktiska motsvarighet i ellagen används inte samma termer i lagen vilket leder till otydlighet avseende uppgifterna för, och ansvarsfördelningen mellan, aktörerna i det svenska elsystemet. Denna otydlighet medför en risk för att den svenska tillämpningen avviker från hur EU-rätten tillämpas i andra medlemsstater.

Mot bakgrund av den snabba pågående elektrifieringen av det svenska energisystemet och den ökande mängden direkt tillämpliga EU-rättsakter finns det enligt utredningen anledning att i lagstiftningen införa en tydligare ansvarsfördelning, bland annat genom en enhetlig terminologi. Utredningen föreslår därför följande terminologi för bättre överensstämmelse med EU-rättens terminologi:

- *Systemansvar* är det ansvar och de skyldigheter som följer av att bedriva nätverksamhet. Det innebär att det ansvar och de skyldigheter som ingår i systemansvaret förutsätter att företaget bedriver nätverksamhet, men kan avse sådant som inte direkt ingår i nätverksamheten. Detta bör även förtydligas i regleringen av intäktsramar genom att det anges att driften inkluderar utövandet av det systemansvar som följer av att bedriva nätverksamhet. De grundläggande skyldigheterna för en systemansvarig enligt direktivet, såsom drift och underhåll, samt att nätet på lång sikt kan uppfylla rimliga krav på transport av el, framgår av 3 kap. 1 § ellagen. Eftersom systemansvaret successivt utvecklas är det olämpligt att i författningstext göra en uttömmande sammanställning av innehållet. Det handlar dock om ansvar och skyldigheter enligt
  - ellagen med tillhörande förordningar och föreskrifter
  - EU-rätten, främst förordningar samt rättsakter från Acer
  - avtal som ingåtts enligt ovanstående nationell och europeisk rätt.
- *Systemansvarig* är den som bedriver nätverksamhet. Ersätter *nätföretag*.
- *Transport* ersätter *överföring.*
- *Transport av el för någon annans räkning* innebär transport av el för minst två kunder eller transport av el för en kund som inte ingår i samma koncern som den systemansvarige.

- *Systemansvarig för distributionssystem* är en systemansvarig som innehar ett lokalnät eller ett regionnät. Ersätter *distributionsnätsföretag*.
- *Överföring* är transport av el för någon annans räkning genom ett överföringssystem. Ersätter *transmission*.
- *Överföringsnät* är ett tekniskt och driftsmässigt sammanhängande ledningsnät som har en spänning om 220 kilovolt eller mer, sträcker sig över flera nätregioner i Sverige och länkar samman det nationella elnätet med elnät i andra länder. Ersätter *transmissionsnät*.
- *Sammanlänkning för överföring* är en ledning som har en spänning om 220 kilovolt eller mer och som länkar samman ett överföringsnät med ett motsvarande nät i ett annat land, men som inte ingår i ett överföringsnät.
- *Överföringssystem* är ett överföringsnät eller en sammanlänkning för överföring.
- *Systemansvarig för överföringssystem* är en systemansvarig som innehar ett överföringssystem. Ersätter *transmissionsnätsföretag*.

Ansvarsområden för systemansvariga

Det bör vara tydligt att systemansvaret omfattar ansvar för att säkerställa att systemet på lång sikt kan uppfylla rimliga krav på överföring och distribution av el i enlighet med elmarknadsdirektivet och enligt 3 kap. 1 § ellagen. Det innebär att de systemansvariga behöver göra en långsiktig systemplanering och arbeta proaktivt för att tillgängliggöra kapacitet till elsystemets användare i tid och på ett samhällsekonomiskt effektivt sätt. Detta är av särskild vikt i ljuset av den väntade kraftigt ökade efterfrågan på fossilfri el med lokalt höga effektuttag för industrins och transportsystemets klimatomställning, där aktörer behöver en tydlig och transparent process samt tidiga och säkra besked om tilldelning av effekt.

Utredningen föreslår att enstaka koncessionerade ledningar med endast en ansluten kund för inmatning eller uttag undantas från den reglerade nätverksamheten om den anslutna kunden ingår i samma koncern som koncessionshavaren. Ledningen bör regleringsmässigt

i stället hanteras tillsammans med produktions- respektive förbrukningsanläggningen. Avgörande är huruvida koncessionshavaren utövar nätverksamhet. Förslaget innebär att en koncessionshavare med endast en koncernintern kund som har flera anläggningar med var sin anslutningsledning inte bedriver nätverksamhet. Om däremot en systemansvarig ansluter en koncernintern kund till sitt nät kommer även anslutningsledningen att ingå i nätverksamheten. På en sammanlänkning för överföring får vid tillämpningen el anses transporteras för någon annans räkning även om någon kund i form av produktions- eller förbrukningsanläggning inte är ansluten.

Vidare föreslår utredningen att lämplighetsprövningen i 2 kap. 16 § ellagen förtydligas och kopplas till de grundläggande ansvarsområdena för systemansvariga om den som söker nätkoncession ska bedriva nätverksamhet. Regeringen bemyndigas att ta fram föreskrifter på området. Om en nätkoncessionshavare endast har bedömts avseende lämpligheten att inneha nätkoncession och senare avser att börja utöva nätverksamhet, ska nätkoncessionshavaren meddela detta till nätmyndigheten. Innan nätkoncessionshavaren får börja utöva nätverksamhet ska nätmyndigheten göra en bedömning avseende nätkoncessionshavarens lämplighet från allmän synpunkt att utöva nätverksamhet.

Några frågor kopplade till systemansvaret behöver utredas vidare. Förslaget är därför att Ei ges i uppdrag att dels närmare utreda frågan om systemansvar för icke koncessionspliktiga nät, dels närmare utreda om regelverket bör ändras så att nätkoncession för ledningar under 220 kilovolt i första hand ska beviljas en befintlig systemansvarig för distributionssystem som är verksam i området på aktuell spänningsnivå.

Ansvarsfördelningen mellan systemansvariga

Flera av utredningens förslag som presenterats ovan bidrar till att lösa de problem som anges i våra direktiv eller som har framförts till utredningen av olika aktörer avseende ansvarsfördelningen mellan systemansvariga för överföringssystem och systemansvariga för distributionssystem:

- att i svensk lagstiftning införa samma terminologi som i EU-rätten,
- att enstaka koncessionerade ledningar med endast en ansluten kund för inmatning eller uttag undantas från den reglerade nätverksamheten om den anslutna kunden ingår i samma koncern som koncessionshavaren, och
- att lämplighetsprövningen i ellagen förtydligas och kopplas till de grundläggande ansvarsområdena för systemansvariga om den som söker nätkoncession ska bedriva nätverksamhet.

Därutöver föreslår utredningen att ellagen kompletteras med ett krav på ett formaliserat och kontinuerligt samarbete mellan systemansvariga för överföringssystem och systemansvariga för distributionssystem. Systemansvariga för distributionssystem, med regionnät som är direkt anslutet till ett överföringsnät, ska också ingå ett gemensamt avtal avseende driften av överföringsnätet och regionnätet med den systemansvarige för överföringssystemet, i syfte att säkerställa driftsäkerheten i överföringsnätet och de anslutna regionnäten.

Utredningen gör också bedömningen att det behövs ytterligare resurstillskott till Ei för att säkerställa erforderliga resurser och relevant kompetens för att utöva tillsyn.

Några frågor som berör ansvarsfördelningen behöver utredas vidare. Utredningen föreslår därför att Ei ges i uppdrag att dels skyndsamt och i samråd med elnätsbranschen närmare utreda utformningen av en eventuell lagreglering av ansvaret för att åtgärda bristande kapacitet i överliggande nät, dels kartlägga frågor och oklarheter kopplade till subtransmission och beskriva problemen. Frågan om ansvar och lämpliga åtgärder för att åtgärda kapacitetsbrist gentemot befintliga kunder när en större anläggning kopplas bort bör utredas särskilt.

Ett förslag från Svenska kraftnät om krav, metoder och villkor som följer av EU-rätten samt nationella bestämmelser bör analyseras närmare inom Regeringskansliet avseende såväl genomförbarhet som innehåll.

Andra systemansvariga för överföringssystem

I dag krävs det att en aktör som är systemansvarig för överföringssystemet är certifierad enligt lagen (2011:710) om certifiering av transmissionsnätsföretag för el. I Sverige är det endast Svenska kraftnät som är certifierat på detta sätt. I andra länder inom EU är denna reglering delvis annorlunda. Baltic Cable AB, som äger en ledning mellan Sverige och Tyskland, har till exempel blivit certifierat som systemansvarig för överföringssystem i Tyskland men inte i Sverige. En fråga är därför om den svenska regleringen på området behöver anpassas så att även andra aktörer än Svenska kraftnät kan certifieras som systemansvariga för överföringssystem och hur det i så fall skulle påverka skyddet av kritisk infrastruktur.

Förslaget från utredningen är att en systemansvarig för överföringssystem med en sammanlänkning för överföring och som har certifierats enligt elmarknadsdirektivet i ett annat land undantas från dels de svenska åtskillnadsreglerna i ellagen, dels krav på certifiering enligt lagen om certifiering av transmissionsnätsföretag för el. Fördelning av röstvärden och kostnadsdelning avseende Sveriges deltagande i europeiska samarbeten relaterat till frågor om systemansvariga för överföringssystem ska endast involvera systemansvariga för överföringssystem som är certifierade i Sverige enligt lagen om certifiering av transmissionsnätsföretag för el.

De bestämmelser i ellagen med tillhörande förordningar, som endast är relevanta för systemansvariga för överföringssystem som driver ett överföringsnät, justeras så att de endast träffar en sådan systemansvarig. Ansvarsfördelningen enligt kommissionsförordningar mellan flera systemansvariga för överföringssystem görs genom ett bemyndigande i lag till regeringen att utse en bestämd systemansvarig för överföringssystem med ett överföringsnät att fullgöra de skyldigheter enligt berörda förordningar som berör funktioner som en systemansvarig för överföringssystem med endast en sammanlänkning saknar. Ei ges i uppgift att genom beslut i detalj fastställa ansvarsfördelningen enligt kommissionsförordningarna mellan de systemansvariga för överföringssystem. Beslutet ska också ge vägledning om hur fördelningen av kostnader som är hänförliga till denna ansvarsfördelning ska ske.

Utredningen konstaterar att det inte är certifieringen i sig som ger skydd åt kritisk infrastruktur. Om hittillsvarande bedömning

avseende Svenska kraftnäts roll som systemansvarig för överföringssystemet i Sverige kvarstår och den positionen ska skyddas, bland annat med hänsyn till skyddet av kritisk infrastruktur, krävs i stället andra åtgärder för att begränsa möjligheterna för framväxt av överföringsnät som inte drivs och förvaltas av Svenska kraftnät eller Baltic Cable AB. Utredningen föreslår här att Ei ges i uppdrag att närmare utreda definitionen av en utlandsförbindelse samt om nätkoncession för ledningar om minst 220 kilovolt i första hand ska beviljas en systemansvarig för överföringssystem. Kravet på att den som söker en nätkoncession ska lämna in en samhällsekonomisk lönsamhetsbedömning föreslås utökas till att gälla samtliga ledningar med en spänning om 220 kilovolt eller mer.

Systemansvarig myndighet

Utöver att vara systemansvarig för överföringssystemet enligt elmarknadsdirektivet har Svenska kraftnät rätt att meddela föreskrifter och har ansvar för uppgifter i egenskap av systemansvarig myndighet enligt förordningen (2023:241) om det nationella elsystemet och som elberedskapsmyndighet enligt förordningen (1997:294) om elberedskap. Det kan finnas behov av att de uppgifter som Svenska kraftnät har som systemansvarig för överföringssystemet och som Svenska kraftnät utför i egenskap av myndighet ska vara tydligare och åtskilda.

Utredningen konstaterar att rollerna systemansvarig myndighet och systemansvarig för överföringssystem i dag är delvis överlappande, vilket bland annat skapar en otydlighet om i vilken roll Svenska kraftnät agerar i specifika situationer. Även om EU-rätten inte reglerar myndighetsrollen, så har utvecklingen över tid lett till en överlappning gentemot rollen som systemansvarig för överföringssystem. Detta skapar en otydlighet både internt och externt om vilket mandat Svenska kraftnät har som systemansvarig myndighet. Sett utifrån är det särskilt svårt att hålla isär innehållet i de angivna rollerna, eftersom termen systemansvarig används i båda sammanhangen. Förhållandet leder också till rättsosäkerhet, eftersom Svenska kraftnäts möjlighet att agera i ett enskilt ärende kan vara beroende av om Svenska kraftnät handlar i egenskap av myndighet eller som systemansvarig för överföringssystem.

Sammanfattningsvis gör utredningen bedömningen att funktionen systemansvarig myndighet bör tas bort ur lagstiftningen. De uppgifter som i dag ligger på den systemansvariga myndigheten, och som inte redan fullgörs av Svenska kraftnät i egenskap av systemansvarig för överföringssystem, bör antingen generellt läggas på systemansvariga för överföringssystem eller på Svenska kraftnät som systemansvarig för överföringssystem i enlighet med vad regeringen har bestämt. Reglerna samlas i ellagen och förordningen om det nationella elsystemet. Tillsynsansvaret för driftsäkerheten bör flyttas över från Svenska kraftnät till Ei.

Värdering av systemnyttor (kapitel 6)

Utredningen ska enligt sina direktiv utvärdera åtgärder som kan öka leveranssäkerheten, skapa långsiktiga planeringsförutsättningar och ge fossilfria kraftslag och flexibla resurser marknadsmässig ersättning för de nyttor som de bidrar med. Fokus ligger på nyttor som är kopplade till frekvensreglering, resurstillräcklighet, kapacitetsbrist i elnätet, spänningsstabilitet, dödnätsstart och ö-drift. För att effektivt hantera och tillgodose dessa behov krävs en tydlig ansvarsstruktur för att säkerställa nödvändiga systemförmågor. En viktig aspekt är i vilken mån olika kraftslag bidrar med sådana förmågor, och vilken ekonomisk ersättning de bör få för detta. Det är därför avgörande att analysera och utveckla metoder för hur dessa förmågor ska dimensioneras, anskaffas och värderas så att de kan integreras och utnyttjas på ett tekniskt och ekonomiskt hållbart sätt.

En trygg elförsörjning innefattar, enligt utredningen, både hög driftsäkerhet och tillräckliga resurser på elmarknaden, såväl i fredstid som vid krissituationer och höjd beredskap. Den omfattar även elsystemets förmåga att inom rimlig tid tillgodose nya behov av nätanslutning. Svenska kraftnät är skyldigt att ta fram en nätutvecklingsplan och en resurstillräcklighetsbedömning med ett tioårigt perspektiv. Dessa planer är viktiga instrument för att göra det möjligt att planera elsystemet och säkerställa de förmågor som krävs för att tillgodose det prognostiserade elbehovet i framtiden. Ansvaret för en systemansvarig för distributionssystem innebär bland annat att denne ska ta fram en tioårig nätutvecklingsplan så att nätet på lång sikt kan uppfylla rimliga krav på transport av el.

Det leveranssäkerhetsmål som riksdagen har beslutat om innebär att Sverige ska ha en samhällsekonomiskt effektiv elförsörjning där elsystemet utformas och drivs så att det totala välståndet i samhället maximeras. Detta innebär att kostnaderna för producenter, elanvändare och samhället i stort minimeras, samtidigt som tekniska förmågor och miljöhänsyn beaktas. En samhällsekonomisk analys av kostnader och nyttor ger vägledning om hur elsystemets delsystem bör utformas. Den kan även ligga till grund för att bestämma kravspecifikationer och kvantifiera nödvändiga förmågor i elsystemet.

Resurstillräcklighet

Utredningen har i uppdrag att analysera om Svenska kraftnäts förslag om en marknadsomfattande kapacitetsmekanism på ett ändamålsenligt sätt bidrar till resurstillräcklighet och leveranssäkerhet på elmarknaden och vid behov föreslå hur förslaget kan utvecklas. Vidare ska utredningen analysera hur möjligheter till flexibilitet och lagring enligt EU:s elmarknadsförordning kan bidra till resurstillräcklighet och leveranssäkerhet på elmarknaden.

Resurstillräcklighet uttrycker förutsättningarna för elmarknadens aktörer att säkerställa behovet av kapacitet i ett elområde, dvs. i vilken mån tillgänglig produktion, flexibla elanvändare, energilager och import förväntas kunna balansera efterfrågan på elenergi inom ett elområde under årets alla timmar. Om detta misslyckas uppstår effektbrist, och Svenska kraftnät i egenskap av systemansvarig för överföringssystemet kan som sista utväg behöva beordra fram ökad elproduktion eller koppla bort elanvändare i ett underskottsområde tills balansen återställs.

Tillförlitlighetsnormen är ett funktionskrav som anger hur ofta en ofrivillig bortkoppling av elförbrukning anses vara acceptabel utifrån ett samhällsekonomiskt perspektiv. Regeringen har beslutat att tillförlitlighetsnormen i Sverige ska vara en (1) timme per år. Om risken för effektbrist är större än så kan det vara motiverat att införa en kapacitetsmekanism. En kapacitetsmekanism är ett styrmedel som syftar till att säkerställa att det finns tillräcklig elproduktion, energilager, eller efterfrågeflexibilitet för att möta effektbehovet även i ansträngda situationer. Kapacitetsmekanismer kan vara utfor-

made på olika sätt. En strategisk reserv hålls utanför den ordinarie elmarknaden och aktiveras endast vid risk för effektbrist. En marknadsomfattande kapacitetsmekanism ersätter däremot alla tillgängliga resurser ekonomiskt för att de ska hålla sig redo att leverera kapacitet vid behov. En marknadsomfattande kapacitetsmekanism innebär ett större ingrepp i elmarknadens funktion och har en stor påverkan på våra grannländer.

Utredningen bedömer att en strategisk reserv är en ändamålsenlig mekanism för att säkerställa tillräckliga resurser i elmarknaden i enlighet med Sveriges tillförlitlighetsnorm under den kommande tioårsperioden. Det är däremot inte motiverat att nu införa en marknadsomfattande kapacitetsmekanism i enlighet med Svenska kraftnäts förslag eftersom nyttorna understiger kostnaderna.

Det är svårt att bedöma resurstillräckligheten för en längre period än mellan fem och tio år. Ett godkännande av en kapacitetsmekanism från EU-kommissionen kan maximalt ges för tio år. Därför bör Svenska kraftnät löpande utvärdera behovet av en kapacitetsmekanism.

De nya möjligheterna enligt EU-rätten att införa stödsystem för ny icke-fossil flexibilitet – såsom efterfrågeflexibilitet, icke-fossil värmekraft (exempelvis gasturbiner och kraftvärme), stora vätgaslager eller pumpkraftverk – skapar förutsättningar att främja flexibilitetsresurser med olika tekniska egenskaper och geografisk fördelning, anpassade till elsystemets behov. Det råder dock fortfarande oklarhet om hur reglerna mer exakt får tillämpas. Svenska kraftnät bör ta del av erfarenheter från andra länder och vid behov lämna förslag till hur ett svenskt stödsystem skulle kunna utformas.

Driftsäkerhet

Driftsäkerhet i elnätet avser systemets förmåga att transportera el på ett pålitligt och robust sätt, även under olika belastningar och störningar. En säker drift bygger på tydliga funktionskrav, specifika driftsäkerhetsgränser och principer samt ett strukturerat informationsutbyte och effektiv koordinering mellan systemansvariga. De ekonomiska konsekvenserna för samhället av ett elavbrott är större ju högre spänningsnivå som felet inträffar på. Därför tilläm-

pas mer rigorösa funktionskrav avseende driftsäkerhet på högre spänningsnivåer än på lägre.

I överföringssystemet, som Svenska kraftnät ansvarar för, regleras funktionskraven främst av EU-kommissionsförordningar. Dessa förordningar fastställer tydliga funktionskrav med specifika gränsvärden samt principer för att bedöma systemets drifttillstånd. På lokalnäts- och regionnätsnivå regleras funktionskraven främst av nationella bestämmelser.

Utredningen föreslår att det nationella driftsäkerhetsmålet ska upphävas eftersom EU-rätten innehåller generella funktionskrav avseende driftsäkerheten i överföringssystemet.

Utredningen bedömer vidare att regeringen bör ge Svenska kraftnät i uppdrag att årligen redovisa driftsäkerhetsindikatorer med utgångspunkt från de krav som anges i artikel 15 i Kommissionens förordning (EU) 2017/1485 om fastställande av riktlinjer för driften av elöverföringssystem (SO GL) samt de samhällsekonomiska överväganden kring nyttor och kostnader som legat till grund för Svenska kraftnäts beslut om allokering av aktiva och reaktiva reserver till olika systemdrifttillstånd. Redovisningen bör också innehålla en beskrivning av hur besluten har påverkat volymen överföringskapacitet som har tilldelats elmarknaden.

Det bör utredas om funktionskraven ska harmoniseras inom Svenska kraftnäts så kallade observerbarhetsområde, vilket kan gå ned till 70 kilovolt.

Regeringen bör uppdra åt Energimyndigheten att, inom ramen för sitt pågående uppdrag om planering för prioritering och ransonering av el, överväga att vidareutveckla ramverket för bortkoppling av elförbrukning (Styrel). Vid behov ska Energimyndigheten ta fram författningsförslag som ger de planeringsansvariga utökade mandat för att säkerställa att frånkopplingar genomförs på ett sätt som minimerar samhällets negativa konsekvenser. Energimyndigheten bör också genomföra en samlad utvärdering av hur Styrel och fördelningen av elberedskapsanslaget kan samordnas för att uppnå bästa möjliga effekt vid en elkris. En sådan analys bör beakta de krav inom EU-rätten som rör högprioriterade nätanvändare och deras särskilda villkor för frånkoppling, för att säkerställa att den nationella beredskapslagstiftningen och Styrel-processen står i överensstämmelse med dessa krav.

Utredningen konstaterar att ansvaret för beredskapsåtgärder som är kopplade till elförsörjningen är fördelat på många aktörer, inom både offentlig och privat verksamhet. Det är därmed angeläget att tydliggöra ansvarsfördelningen mellan berörda aktörer när det gäller att kartlägga totalförsvarets behov av el på nationell och regional nivå. Det behöver också klargöras vilka åtgärder som kan säkerställa dessa behov på ett kostnadseffektivt och ändamålsenligt sätt. Mot bakgrund av detta föreslår utredningen att regeringen tillsätter en utredning med syfte att tydliggöra ansvarsförhållandena för de aktörer som har uppgifter inom elberedskap för fredstida krissituationer och höjd beredskap. Ett delsyfte bör vara att ta fram en metod för att specificera totalförsvarets behov av el vid höjd beredskap.

Nyanslutning

Elsystemets förmåga att inom rimlig tid tillgodose tillkommande behov av nätanslutning för produktion och förbrukning är en aspekt av försörjningstrygghet som har fått stor uppmärksamhet på senare tid men som inte mött så mycket intresse historiskt. Riksdagens beslutade leveranssäkerhetsmål indikerar att tillkommande elbehov är en central utgångspunkt i systemplaneringen. Flera potentiella nätkunder och nätföretag vittnar också om långa ledtider för nätanslutning och om köbildning på flera platser i landet. En bristande förmåga att tillgodose rimliga önskemål om nyanslutning riskerar att hämma samhällets energiomställning och ekonomiska utveckling.

En fråga som uppmärksammats av flera av de nätföretag som utredningen har varit i kontakt med är hur mycket resurser det är skäligt att lägga på att möjliggöra en nätanslutning inom rimlig skälig tid. För att ge vägledning om detta kan det vara motiverat att i lagstiftningen förtydliga vad som menas med samhällsekonomiskt motiverade åtgärder för att hantera kapacitetsbrist i enlighet med 4 kap. 2 § ellagen.

Utredningen bedömer att alla alternativ till förstärkt transportkapacitet som innebär lägre kostnader än den periodiserade kostnaden för att stärka transportkapaciteten bör betraktas som samhällsekonomiskt motiverade i ellagens mening.

Som huvudregel bör gälla att eventuella tillkommande kostnader för åtgärder som möjliggör en tidigarelagd anslutning anses vara

samhällsekonomiskt motiverade, förutsatt att den anslutande parten är beredd att betala för dem.

Frekvensreglering med hjälp av aktiv effekt

I Sverige är Svenska kraftnät ansvarigt för att i driftskedet säkerställa att det råder balans mellan tillförd och uttagen aktiv effekt i överföringssystemet. Systemet måste ha tillräckliga reserver av aktiv effekt för att klara av att hantera såväl prognosfel från balansansvariga från det att ordinarie energimarknader stänger en timme innan driftskedet, som normala variationer i effektuttag och i effektinmatning inom marknadens tidsenhet (för närvarande en timme men inom en snar framtid en kvart). Dessutom måste systemet ha tillräckliga reserver med aktiv effekt för att klara rimliga störningar och feltillstånd samt mer utdragna onormala driftförhållanden.

Eftersom överföringssystemet i princip inte kan lagra energi organiserar Svenska kraftnät en marknadsplats som övergripande kallas för balansmarknaden där innehavare av reglerbar aktiv effekt (såväl elproducenter som elanvändare) uppmuntras att delta. På balansmarknaden handlas flera produkter (så kallade stödtjänster) med varierande egenskaper avseende hur snabbt en resurs behöver aktiveras samt vilken uthållighet som den behöver ha. Den ekonomiska ersättningen är marknadsbaserad och övriga villkor fastställs i enlighet med särskilda principer för respektive produkt.

Utredningen bedömer att handeln med stödtjänster på balansmarknaden i huvudsak fungerar väl men att det finns utvecklingsbehov.

Svenska kraftnät bör överväga att ge ersättning till de anläggningsägare som levererar mekanisk rotationsenergi under perioder då snabb frekvensreserv (FFR) aktiveras för att bättre reflektera den systemnytta som dessa anläggningar bidrar med. Införande av en sådan ersättning bör ske gemensamt med systemansvariga för överföringssystem i våra grannländer.

Svenska kraftnät bör överväga att publicera marknadsinformation i realtid, införa mindre budstorlekar samt löpande utvärdera och uppdatera förkvalificeringskraven för deltagare på balansmarknaden. Svenska kraftnät bör också skapa möjligheter för nya aktörer

att förkvalificera sig till marknaden för automatisk frekvensåterställningsreserv (aFRR).

Flexibilitet för att hantera kapacitetsbrist i elnätet

I ett elnät med kapacitetsbrist finns det risk för överbelastning, vilket påverkar driftsäkerheten negativt. En aktiv hantering av överbelastning i elnätet innebär att de systemansvariga ändrar de fysiska flödena i elsystemet genom att förmå nätkunder att ändra produktions- eller förbrukningsmönster. Denna form av flexibilitet är central för att upprätthålla driftsäkerhetsgränserna i elnätet, särskilt vid tider och platser med överbelastning på grund av hög elanvändning eller elproduktion i förhållande till tillgänglig transportkapacitet.

Utredningen gör en distinktion mellan planerbara och flexibla resurser. Planerbara resurser kräver längre framförhållning för att anpassa sin produktion eller förbrukning och kan därmed primärt användas vid prognostiserade överbelastningar eller i samband med planerade underhållsarbeten. Flexibla resurser, däremot, kan snabbt och med kort varsel justera sitt förbruknings- eller produktionsmönster för att hantera akuta överbelastningar i elnätet.

De priser och incitament som en anläggningsägare av flexibla eller planerbara resurser möter inom elsystemet bör i idealfallet spegla det faktiska värdet av de kostnader och nyttor som dessa resurser tillför. Priser och incitament bör också, om möjligt, vara förutsägbara och långsiktiga för att minska riskerna för aktörer i samband med investeringsbeslut.

Elområdespriset är den enskilt starkaste prissignalen för att bestämma värdet av planerbarhet och flexibilitet samt att ange hur värdet varierar i tid och rum. Detta pris främjar en effektiv användning av det befintliga elsystemet och ger lokaliseringssignaler till ny produktion, elanvändning och nätförstärkning. Elpriset har också fördelen att det har hög pristransparens och når producenter och elanvändare på alla nätnivåer. Elpriset innehåller dock ingen information om nätförluster eller eventuell trängsel som uppstår på lägre spänningsnivåer. Här spelar nätavgifterna en viktig roll. Utredningen gör följande bedömningar.

- Ei bör utvärdera hur nätavgiften förs vidare mellan olika nätnivåer och vid behov göra förtydliganden av hur det ska ske så att avgiften reflekterar de samlade kostnaderna för trängsel och nätförluster som uppstår på samtliga spänningsnivåer i elnätet vid olika tidpunkter.
- Ei bör inom den pågående översynen av föreskrifter om elnätsavgifter för transport av el se över nätföretagens förutsättningar och incitament att införa lokaliseringssignaler för en begränsad grupp nätkunder för att adressera lokala kapacitetsutmaningar. Det finns tecken på att nuvarande avgiftsstruktur är bristfällig eftersom trängsel uppstår lokalt, medan nätavgifterna är enhetliga inom redovisningsområdet.
- Ei bör överväga att ställa krav på en tydlig och transparent beräkningsmodell för att säkerställa att energiavgiften är skälig och bidrar till ett effektivt nätutnyttjande. Energiavgiften bedöms ha outnyttjad potential att skapa värde och förutsägbarhet för nätkunder med flexibla eller planerbara resurser. Dock saknas transparens i hur avgiften beräknas, vilket gör det svårt för kunder att uppskatta värdet av flexibilitet och planerbarhet.

Utredningen bedömer också att nätnyttoersättningen i dess nuvarande form bör avskaffas. Utgångspunkten bör vara att nätavgiften ska spegla de kostnader och nyttor som en kund tillför nätet.

Utredningen konstaterar att marknadsbaserad omdirigering är ett användbart verktyg för att hantera tillfälliga kapacitetsutmaningar i elnätet och kan bidra till en mer effektiv användning av elnätet. Däremot utgör omdirigering ingen långsiktig lösning på kapacitetsbrist, och risker kopplade till strategisk budgivning samt skeva marknadsincitament måste beaktas och hanteras. För att lösa återkommande och varaktiga överbelastningar krävs sannolikt investeringar i mer varaktiga lösningar, eller genom att elområdesgränserna ändras så att de reflekterar strukturella överföringsbegränsningar.

Villkorade avtal lyfts av flera nätföretag fram som ett planeringsverktyg för att möjliggöra snabbare nätanslutning och främja ett effektivt nätutnyttjande i en framtid med stor osäkerhet om hur den faktiska, sammanlagrade, belastningen i elnätet kommer att utvecklas i framtiden.

Utredningen föreslår att Ei ska utreda hur avgiftsstrukturen för villkorade avtal bör vara utformad, om det finns skäl att likt flera länder i Europa tillåta permanenta villkorade avtal och om villkorade avtal ska kunna erbjudas även befintliga kunder. Permanenta villkorade avtal innehåller ofta en nedsatt effektavgift vilket kan öka incitamenten för flexibla resurser såsom elbilar eller batterilager att delta på balansmarknaden.

Ei ska samtidigt se över möjligheten att vidareföra villkorade avtal mellan nätnivåer och ytterst till anslutande kunder. Därmed säkerställs att ledig kapacitet inte blir inlåst på någon nätnivå och att en överbelastning som uppstår i exempelvis överföringsnätet kan hanteras med hjälp av villkorade avtal i underliggande nät.

Ei ska slutligen tydliggöra när omdirigering med hjälp av villkorade avtal kan vidtas i förhållande till elmarknadens ordinarie funktion för att inte skapa obalanser för marknadens aktörer.

Spänningsreglering och reaktiv effekt i elsystemet

För att säkerställa en driftsäker och effektiv elöverföring med hög kvalitet måste spänningen hållas inom specificerade gränser under alla relevanta driftsförhållanden. I likhet med vad som gäller vid hantering av frekvensavvikelser måste olika tidsperspektiv beaktas vid spänningsreglering. En viktig skillnad är dock att spänningen kan variera lokalt, medan frekvensen förenklat är densamma i hela det synkrona nordiska elsystemet.

Reaktiv effekt är en central parameter i elsystemet, då den bidrar till att upprätthålla acceptabla spänningar och möjliggör effektiv överföring av aktiv effekt. Detta kräver att elsystemets aktörer kan både generera och konsumera reaktiv effekt vid behov. Förändringar i produktions- och förbrukningsmönster har stor betydelse för både reaktiv och aktiv effekt.

Brist på reaktiv effekt kan generellt orsaka spänningsfall, medan ett överskott kan leda till förhöjd spänning. Båda dessa situationer påverkar driftssäkerheten och effektiviteten och kan minska livslängden för elektriska komponenter.

Spänningsreglering kräver att både nätanslutna kunder och systemansvariga har den tekniska förmåga som krävs för att styra den reaktiv effekten. Detta är avgörande för att balansera spänningen i el-

systemet och säkerställa en stabil drift. För att kunna upprätthålla spänningsstabilitet måste anslutna anläggningar också vara konstruerade så att de inte kopplas bort vid kortvariga spänningsavvikelser, exempelvis vid ett tillfälligt nätfel.

Utredningen anser att nätföretagen bör använda flera samverkande åtgärder för att effektivt tillgodose behovet av reaktiv effekt. Genom en kombination av kravställning, investeringar i egna integrerade nätkomponenter samt användning av ekonomiska incitament kan nätföretagen bidra till att elsystemets spänningsstabilitet förbättras och till att nätets kapacitet utnyttjas mer effektivt.

Svenska kraftnäts pågående arbete med att utveckla en ekonomisk ersättningsmodell för reglerbar reaktiv effekt är en positiv och viktig åtgärd. En sådan modell förväntas bidra till att det reaktiva effektutbytet i anslutningspunkten i större utsträckning prissätts i linje med den systemnytta den kan generera, vilket kan stärka aktörernas incitament att tillhandahålla denna tjänst.

Ö-drift och dödnätsstart

Ö-drift innebär att ett elnät eller delar av det tillfälligt drivs isolerat från det övergripande elsystemet. Sådan drift kan ske antingen planerat eller oplanerat. Den används för återuppbyggnad av elsystemet eller vid stora och långvariga avbrott på överföringsnätet när återuppbyggnad inte är möjlig. Under ö-drift är det avgörande att balansen mellan elproduktion och elanvändning upprätthålls inom det isolerade området, vilket ställer höga krav på lokal produktionskapacitet och regleringsförmåga hos såväl produktions- som förbrukningsanläggningar.

Utredningen bedömer att det på några platser i landet råder brist på elproduktionsanläggningar som kan stödja lokal och regional ö-drift samt bidra till förnyad spänningssättning av överföringssystemet. Svenska kraftnät bör se över den nuvarande ersättningsmodellen och dess finansiering för att säkerställa att befintliga anläggningar bibehålls och att nya kan etableras.

Det behövs ett tydligare regelverk för lokal och regional ö-drift och en mer preciserad ansvarsfördelning mellan bland annat Svenska kraftnät, systemansvariga för distributionssystem och länsstyrelserna. Det bör vidare utredas hur ansvaret för frekvenshållning under lokal

och regional ö-drift hos systemansvariga för distributionssystem kan säkerställas i ellagen.

Samordningen mellan systemansvariga för överförings- och distributionssystem bör stärkas så att systemansvariga för distributionsnät får rimliga planeringsförutsättningar vid lokala fel i Svenska kraftnäts överföringsnät och vid återuppbyggnadstillstånd i överföringssystemet. Processen för att prioritera och besluta om ekonomisk ersättning för elberedskapsåtgärder behöver ske enligt tydliga kriterier för att ge goda planeringsförutsättningar för berörda parter.

Svenska kraftnät bör strategiskt granska återuppbyggnadsplanen för att säkerställa att nödvändiga åtgärder och förmågor är rätt lokaliserade och dimensionerade för ett förändrat säkerhetsläge. Översynen bör ta höjd för ett elsystem med 300 TWh elanvändning år 2045, där en stor andel av den nya elproduktionen ansluts på lägre spänningsnivåer. Detta kan medföra nya utmaningar i fråga om ö-drift och dödnätsstart, vilket kräver att återuppbyggnadsplanen anpassas för att säkerställa försörjningstryggheten vid fredstida kriser och höjd beredskap.

Ansvar och roller avseende balansansvar (kapitel 7)

Utredningen ska föreslå hur marknadsaktören leverantör av balanstjänst kan införas i svensk rätt samt föreslå hur ansvarsområden för balansansvarig part, leverantör av balanstjänst och leverantör av aggregeringstjänster kan tydliggöras med beaktande av ansvarsområdet för leverantör av balanstjänst.

Införandet av begreppet leverantör av balanstjänst förväntas bidra till ökad konkurrens och harmonisering av marknaderna för stödtjänster. Det förväntas även bidra till ökad tydlighet avseende de förutsättningar och uppgifter för marknadsaktören oberoende aggregator som införts i svensk rätt.

Marknadsaktörerna leverantör av balanstjänst och balansansvarig part definieras i EU:s elmarknadsförordning. I EU-rätten regleras marknadsaktörernas respektive ansvar för avräkningen av obalansenergi, balansenergi och balanskapacitet.

Marknadsaktörernas uppgifter regleras genom EU:s elmarknadsförordning som är direkt tillämplig i Sverige. Regleringen genomförs i praktiken genom de villkor som Svenska kraftnät föreslår och

Ei beslutar om för leverantör av balanstjänst och genom revidering av de villkor som gäller för balansansvarig part.

Den svenska lagstiftningen skiljer sig från bestämmelserna i EU-rättsakterna på så vis att marknadsaktörerna leverantör av balanstjänst och balansansvarig part består av ett sammanhållet ansvar och en roll – den balansansvarige – enligt ellagen och förordningen om det nationella elsystemet. Den balansansvarige i den svenska lagstiftningen har ett ansvar som innefattar både de uppgifter som en leverantör av balanstjänst och en balansansvarig part ansvarar för enligt EU-rätten. Enligt ellagen ska den som åtar sig balansansvar ingå avtal dels med den systemansvariga myndigheten, dels med den som utför avräkningen mellan de balansansvariga. Avtalen är för närvarande utformade så att de upprättas med den balansansvarige, även om avtalsstrukturen är anpassad till EU-rätten. För att tydliggöra gällande regelverk och därigenom öka förutsättningarna för elmarknaden att fungera på ett ändamålsenligt sätt bör även ellagen och berörda förordningar särskilja marknadsaktörernas uppgifter och harmonisera deras respektive ansvar med EU-rätten på området.

Det pågår ett arbete inom Svenska kraftnät med att genomföra villkoren för balansering enligt Ei:s beslut. Vidare har Svenska kraftnät redovisat förslag till modeller för oberoende aggregering och till beräkningsmetod för ekonomisk kompensation. Förslagen bereds för närvarande i Regeringskansliet. Mot denna bakgrund bedömer utredningen att det i dagsläget inte är motiverat att lämna förslag som berör rollen leverantör av aggregeringstjänster och aggregering.

Utredningens förslag är att följande nya definitioner ska införas i ellagen:

- *Leverantör av balanstjänster* är en marknadsaktör som tillhandahåller balansenergi eller balanskapacitet för systemansvariga för överföringssystem.
- *Balansansvarig part* är en marknadsaktör eller dennes valda företrädare som ansvarar för aktörens obalanser på elmarknaden.

Ellagens bestämmelser om balansansvar som även framgår av direkt tillämplig EU-rätt tas bort. I anslutning till ellagens bestämmelser om balansansvar hänvisas till relevanta EU-förordningar:

- EU:s elmarknadsförordning
- kommissionens förordning (EU) 2017/2195 av den 23 november 2017 om fastställande av riktlinjer för balanshållning avseende el.

I förordningen om det nationella elsystemet införs en bestämmelse om att balansansvariga parter ska rapportera planerad produktion till Svenska kraftnät.

Anvisade elavtal och utsatta kunder (kapitel 8)

Utredningen ska föreslå hur systemet med anvisade elavtal på slutkundsmarknaden kan avvecklas, föreslå hur sårbara kunder ska kunna ges möjlighet att ingå ett avtal om leverans av el och lämna nödvändiga författningsförslag. Utredningen ska bedöma hur den föreslagna avvecklingen av anvisade elavtal kommer att påverka slutkundsmarknaden och de elanvändare som i dag har anvisade avtal för sin elförbrukning.

Utredningen föreslår att bestämmelserna om anvisade elavtal upphävs. För att få leverans av el föreslår vi att elanvändare i fortsättningen måste ingå ett avtal om elleverans. Dessutom införs en skyldighet för elleverantörer att underrätta nätföretag om elleverantören säger upp avtal med en elanvändare.

För att säkra leverans av el till utsatta kunder, dvs. privatpersoner som varaktigt saknar förmåga att betala för sin el, införs bestämmelser om leveransskyldig sistahandsleverantör. Varje nätföretag ska utse en sistahandsleverantör som är skyldig att ingå avtal och leverera el till elanvändare med en förväntad årsförbrukning under 100 000 kWh. Även en sådan leverans förutsätter dock att elanvändaren tecknar ett avtal. Utredningen har föreslagit övergångsbestämmelser för att säkerställa att anvisade kunder som inte tecknar avtal inför övergången till det nya systemet fortsatt får leverans av el. Om en anvisad kund inte har tecknat ett elavtal, trots uppmaning, föreslår utredningen att kunden flyttas över till sistahandsleverantören. Sistahandsleverantören ska erbjuda dessa kunder ett avtal med rörligt pris. Anvisade kunder som blir överflyttade föreslås få en uppsägningstid om 14 dagar.

Utredningen föreslår att reglerna om anvisning vid förlust av balansansvar och konkurs justeras så att de elanvändare som berörs av sådana situationer flyttas över till den leveransskyldige sistahandsleverantören.

Förbättrad tillgång till data i elmarknaden (kapitel 9)

I utredningens direktiv anges inte att behovet av ett dataverktyg ska utredas. Under utredningens arbete har det dock framkommit att det finns behov av förbättrad tillgång till data i elmarknaden. Ett dataverktyg skulle främja flexibilitet i elsystemet och bidra till en effektivare datahantering. Vidare skulle ett dataregister bidra till en förenklade processer och bättre kundupplevelse i elmarknaden samt ge myndigheter bättre tillgång till statistik för analyser.

I kapitel 9 redogör vi för de synpunkter som framkommit samt utredningens överväganden. Utredningen föreslår att regeringen ger Ei i uppdrag att, i samråd med Svenska kraftnät, Energimyndigheten, Integritetsskyddsmyndigheten och Myndigheten för samhällsskydd och beredskap, ta fram ett förslag till ett verktyg som på ett säkert sätt förbättrar tillgången till data i elmarknaden. I uppdraget bör ingå att utreda vilka funktioner verktyget ska ha, kostnaden och tidsplanen för att utveckla verktyget, hur det ska ägas, förvaltas och finansieras samt att ta fram nödvändiga författningsförslag.

Vägen mot en trygg och konkurrenskraftig elförsörjning (kapitel 10)

Kapitel 10 innehåller sammanfattande slutsatser om vilka problem som vår framtida elförsörjning står inför och hur våra förslag och bedömningar kan bidra till att lösa dem.

1 Författningsförslag

1.1 Förslag till lag om ändring i lagen (1994:1776) om skatt på energi

Härigenom föreskrivs i fråga om lagen (1994:1776) om skatt på energi att 11 kap. 5 och 7 §§ ska ha följande lydelse.

Nuvarande lydelse	*Föreslagen lydelse*
11 kap.	
5 §	
Skyldig att betala energiskatt (skattskyldig) är den som i Sverige	
1. framställer skattepliktig elektrisk kraft (producent),	
2. är nätinnehavare,	
3. godkänts som frivilligt skattskyldig enligt 6 §, eller	
4. innehar ett elnät för vilket koncession inte meddelats och som via detta elnät för in elektrisk kraft till Sverige.	
Skattskyldig enligt första stycket 1 är inte den som framställer elektrisk kraft enbart i enlighet med 2 § första stycket 1 a och b. Skattskyldig enligt första stycket 2 är inte *den myndighet som är systemansvarig enligt 8 kap. 1 § ellagen (1997:857)*. Införsel av elektrisk kraft till Sverige via ett elnät på Öresundsbron medför inte att den som för in den elektriska kraften blir skattskyldig för införseln enligt första stycket 4.	Skattskyldig enligt första stycket 1 är inte den som framställer elektrisk kraft enbart i enlighet med 2 § första stycket 1 a och b. Skattskyldig enligt första stycket 2 är inte *en systemansvarig för överföringssystem som är en myndighet*. Införsel av elektrisk kraft till Sverige via ett elnät på Öresundsbron medför inte att den som för in den elektriska kraften blir skattskyldig för införseln enligt första stycket 4.

7 §

Skyldigheten att betala energiskatt inträder

1. för den som är skattskyldig enligt 5 § första stycket 1, 2 eller 3, när skattepliktig elektrisk kraft

a) överförs till någon som inte är skattskyldig enligt 5 § första stycket 1, 2 eller 3, eller

b) förbrukas av den skattskyldige, och

2. för den som är skattskyldig enligt 5 § första stycket 4, när elektrisk kraft förs in till Sverige.

Skattskyldighet enligt första stycket 1 a inträder inte vid överföring av elektrisk kraft till *det* elnät som ägs *av den myndighet som är systemansvarig enligt 8 kap. 1 § ellagen (1997:857)*.	Skattskyldighet enligt första stycket 1 a inträder inte vid överföring av elektrisk kraft till *ett* elnät som ägs *eller förvaltas av en systemansvarig för överföringssystem som är en myndighet*.

Skattskyldighet enligt första stycket 1 a inträder inte vid överföring av elektrisk kraft till ett järnvägsfordon om den elektriska kraften omfattas av 18 § första stycket.

Skattskyldighet enligt första stycket 1 inträder inte om skattskyldighet för den elektriska kraften redan har inträtt, utom i fråga om elektrisk kraft som omfattas av rätt till återbetalning enligt 13 §.

Denna lag träder i kraft den 1 januari 2027.

1.2 Förslag till lag om ändring i ellagen (1997:857)

Härigenom föreskrivs i fråga om ellagen (1997:857)

dels att 8 kap., 5 kap. 17 § och 9 kap. 3–10 §§ ska upphöra att gälla,

dels att rubriken närmast före 9 kap. 3 § ska utgå,

dels att 1 kap. 1 och 4 §§, 2 kap. 16, 49 och 67 §§, 3 kap. 1, 3–4, 6–7, 9–12, 14–16, 18–19, 21–28, 30–32, 35–39, 41–46, 49, 51, 55–57 och 59–60 §§, 4 kap. 2–3, 5–10, 12–13, 16–20, 22–29, 31, 33–37 och 39–46 §§, 5 kap. 1, 16, 18–19 och 30 §§, 6 kap. 1–9 och 11 §§, 9 kap. 1–2, 14, 18 och 32 §§, 10 kap. 10, 12–13 §§, 11 kap. 1–8§§, 12 kap. 14 och 16–17 §§, 13 kap. 5 §, rubrikerna till 3, 6 och 11 kap., rubrikerna närmast före 3 kap. 1, 12, 16, 18, 30 och 38 §§, 4 kap. 16, 18, 20, 23, 26, 36 och 43 §§, 5 kap. 16 §, 6 kap. 1 §, 11 kap. 2, 5 och 6 §§, 12 kap. 1, 14 och 16 §§, 13 kap. 1 och 7 §§ ska ha följande lydelse,

dels att rubriken till 4 kap. ska lyda ”Anslutning till elnätet och transport av el”,

dels att det ska införas ett nytt kapitel, 8 kap., tjugoen nya paragrafer, 2 kap. 16 a och b §§, 3 kap. 10 a, 11 a–11 c, 37 a, 38 a, 62–71 §§, 9 kap. 1 a, 3 och 4 §§, och närmast före 3 kap. 11 a, 62, 64 och 69 §§ och 9 kap. 3 § nya rubriker av följande lydelse.

Nuvarande lydelse	*Föreslagen lydelse*
	1 kap.
	2 §
Lagen är indelad i följande kapitel:	
– 1 kap. Inledande bestämmelser,	
– 2 kap. Nätkoncession och ledningar vid trafikleder,	
– 3 kap. *Nätföretag och drift av elnät*,	– 3 kap. *Systemansvar*,
– 4 kap. Anslutning till elnätet och *överföring* av el,	– 4 kap. Anslutning till elnätet och *transport* av el,
– 5 kap. Intäktsram för nätverksamhet,	
– 6 kap. Mätning av *överförd* el,	– 6 kap. Mätning av *transporterad* el,
– 7 kap. Kommunala elföretag,	
– 8 kap. *Övergripande systemansvar och balansansvar*,	– 8 kap. *Balansansvar*,
– 9 kap. Leverans av el och aggregeringstjänster,	

– 10 kap. Avbrottsersättning,

– 11 kap. Avbrytande av *överföring* av el till konsumenter,

– 11 kap. Avbrytande av *distribution* av el till konsumenter,

– 12 kap. Tillsyn m.m., och

– 13 kap. Övriga bestämmelser.

4 §

Ord och uttryck i lagen har samma betydelse som i elsäkerhetslagen (2016:732).

I övrigt avses i lagen med

Acer: den byrå som inrättats genom Europaparlamentets och rådets förordning (EG) nr 713/2009 av den 13 juli 2009 om inrättande av en byrå för samarbete mellan energitillsynsmyndigheter,

aggregering: en sammanslagning av flera elanvändares förbrukning eller sammanslagning av producerad el för försäljning, anskaffning eller auktionering på elmarknader,

aggregeringstjänst: en tjänst som förutsätter aggregering,

balansansvar: det ekonomiska ansvaret för att det nationella elsystemet tillförs lika mycket el som tas ut i en uttagspunkt eller att lika mycket el tas ut från systemet som det tillförs i en inmatningspunkt,

balansansvarig part: en marknadsaktör eller dennes valda företrädare som ansvarar för aktörens obalanser på elmarknaden,

distribution: överföring av el för någon annans räkning genom ett lokalnät eller ett regionnät,

distribution: transport av el för någon annans räkning genom ett lokalnät eller ett regionnät,

distributionsnätsföretag: ett nätföretag som innehar ett lokalnät eller ett regionnät,

dynamiska elpriser: priser som återspeglar de priser som vid varje tidpunkt gäller på spotmarknaderna med ett intervall som minst motsvarar frekvensen för avräkning på marknaden,

efterfrågeflexibilitet: att en elanvändare ändrar sin förbrukning jämfört med sitt normala eller nuvarande förbrukningsmönster som ett svar på marknadssignaler eller med anledning av att någon har antagit elanvändarens anbud att minska eller öka sin förbrukning mot en bestämd ersättning på en sådan organiserad marknad som avses i artikel 2.4 i kommissionens genomförandeförordning (EU) nr 1348/2014

av den 17 december 2014 om rapportering av uppgifter för att genomföra artikel 8.2 och 8.6 i Europaparlamentets och rådets förordning (EU) nr 1227/2011 om integritet och öppenhet på grossistmarknaderna för energi,

elleverantör: den som yrkesmässigt levererar el,

elmarknadsdirektivet: Europaparlamentets och rådets direktiv (EU) 2019/944 av den 5 juni 2019 om gemensamma regler för den inre marknaden för el och om ändring av direktiv 2012/27/EU, i *den ursprungliga* lydelsen,

elmarknadsdirektivet: Europaparlamentets och rådets direktiv (EU) 2019/944 av den 5 juni 2019 om gemensamma regler för den inre marknaden för el och om ändring av direktiv 2012/27/EU, i lydelsen *enligt Europaparlamentets och rådets direktiv (EU) 2024/1711*,

energilagringsanläggning: en sådan anläggning i elsystemet som används för att i systemet skjuta upp den slutliga användningen av el till en senare tidpunkt än produktionstillfället eller för omvandling av elenergi till en form av energi som kan lagras, lagringen av den energin och den följande återomvandlingen av energin till el eller någon annan energibärare,

EU:s elmarknadsförordning: Europaparlamentets och rådets förordning (EU) 2019/943 av den 5 juni 2019 om den inre marknaden för el,

fastkraftsavtal: avtal om att under en angiven tid leverera en fastställd mängd el,

icke frekvensrelaterad stödtjänst: en stödtjänst som används av ett *nätföretag* för spänningsreglering i stationärt tillstånd, snabba inmatningar av reaktiv effekt, tröghet för upprätthållande av stabiliteten i lokalnät, kortslutningsström samt förmåga till dödnätsstart och till ödrift,

inmatningspunkt: den punkt på elnätet där en elproducent, enligt avtal med *ett nätföretag*, matar in el från en produktionsanläggning,

icke frekvensrelaterad stödtjänst: en stödtjänst som används av *en systemansvarig* för spänningsreglering i stationärt tillstånd, snabba inmatningar av reaktiv effekt, tröghet för upprätthållande av stabiliteten i lokalnät, kortslutningsström samt förmåga till dödnätsstart och till ödrift,

inmatningspunkt: den punkt på elnätet där en elproducent, enligt avtal med *en systemansvarig*, matar in el från en produktionsanläggning,

intäktsram: de samlade intäkter som en nätkoncessionshavare högst får uppbära från nätverksamheten under en tillsynsperiod,

konsument: en fysisk person som el *överförs* eller levereras till huvudsakligen för ändamål som faller utanför näringsverksamhet,

konsument: en fysisk person som el *transporteras* eller levereras till huvudsakligen för ändamål som faller utanför näringsverksamhet,

laddningspunkt: ett gränssnitt där el kan *överföras* till ett elfordon i taget eller där batteriet på ett elfordon i taget kan bytas ut,

laddningspunkt: ett gränssnitt där el kan *transporteras* till ett elfordon i taget eller där batteriet på ett elfordon i taget kan bytas ut,

leveranspunkt: en inmatnings- eller uttagspunkt,

leverantör av balanstjänster: en marknadsaktör som tillhandahåller balansenergi eller balanskapacitet för systemansvariga för överföringssystem,

lokalnät: ett ledningsnät som omfattas av en nätkoncession för område utan en lägsta tillåtna spänning,

nätföretag: den som bedriver nätverksamhet,

nätverksamhet: att med stöd av nätkoncession ställa en starkströmsledning till förfogande för *överföring* av el för någon annans räkning och vidta de åtgärder som behövs för *överföringen*,

nätverksamhet: att med stöd av nätkoncession ställa en starkströmsledning till förfogande för *transport* av el för någon annans räkning och vidta de åtgärder som behövs för *transporten*,

regionnät: en ledning eller ett ledningsnät som inte ingår i ett *transmissionsnät* och som omfattas av en nätkoncession för linje eller av en nätkoncession för område med en lägsta tillåtna spänning,

regionnät: en ledning eller ett ledningsnät som inte ingår i ett *överföringssystem* och som omfattas av en nätkoncession för linje eller av en nätkoncession för område med en lägsta tillåtna spänning,

sammanlänkning för överföring: en ledning som har en spänning om 220 kilovolt eller mer och som länkar samman ett överföringsnät med ett motsvarande nät i ett annat land,

men som inte ingår i ett överföringsnät,

small_ företag: företag som sysselsätter färre än 50 personer och vars omsättning eller balansomslutning inte överstiger 10 miljoner euro per år,

stödtjänst: en tjänst som behövs för driften av *ett nätföretags* elnät med undantag för hantering av överbelastning,

stödtjänst: en tjänst som behövs för driften av *en systemansvarigs* elnät med undantag för hantering av överbelastning,

systemansvar: det ansvar och de skyldigheter som följer av att bedriva nätverksamhet,

systemansvarig: den som bedriver nätverksamhet,

systemansvarig för distributionssystem: en systemansvarig som innehar ett lokalnät eller ett regionnät,

systemansvarig för överföringssystem: en systemansvarig som innehar ett överföringssystem,

transmission: överföring av el för någon annans räkning genom ett transmissionsnät,

transmissionsnät: ett tekniskt och driftsmässigt sammanhängande ledningsnät som har en spänning om 220 kilovolt eller mer, sträcker sig över flera nätregioner i Sverige och länkar samman det nationella elnätet med elnät i andra länder,

transmissionsnätsföretag: ett nätföretag som innehar en ledning som ingår i ett transmissionsnät,

transport av el för någon annans räkning: transport av el för minst två kunder eller transport av el för en kund som inte ingår i samma koncern som den systemansvarige,

uttagspunkt: den punkt på ett elnät där en elanvändare, enligt avtal med *ett nätföretag*, tar ut el för förbrukning.	*uttagspunkt:* den punkt på ett elnät där en elanvändare, enligt avtal med *en systemansvarig*, tar ut el för förbrukning, *överföring: transport av el för någon annans räkning genom ett överföringssystem,* *överföringsnät: ett tekniskt och driftsmässigt sammanhängande ledningsnät som har en spänning om 220 kilovolt eller mer, sträcker sig över flera nätregioner i Sverige och länkar samman det nationella elnätet med elnät i andra länder,* *överföringssystem: ett överföringsnät eller en sammanlänkning för överföring.*

2 kap.

16 §

En nätkoncession får beviljas endast *om nätkoncessionshavaren* från allmän synpunkt är lämplig att utöva nätverksamhet. En nätkoncession för område får beviljas endast den som dessutom är lämplig att bedriva nätverksamhet inom koncessionsområdet.	En nätkoncession får beviljas *och innehas* endast *av den som* från allmän synpunkt är lämplig att *inneha nätkoncession. En nätkoncessionshavare som ska utöva nätverksamhet ska dessutom från allmän synpunkt vara lämplig att* utöva nätverksamhet. En nätkoncession för område får beviljas *och innehas av* endast den som dessutom är lämplig att bedriva nätverksamhet inom koncessionsområdet.
Endast *transmissionsnätsföretag* eller juridiska personer där ett sådant företag har ett bestämmande inflytande får beviljas och inneha en nätkoncession för en utlandsförbindelse. Detta gäller	Endast *en systemansvarig för överföringssystem* eller juridiska personer där ett sådant företag har ett bestämmande inflytande får beviljas och inneha en nätkoncession för en utlandsförbindelse.

dock inte om ledningen endast har liten betydelse för den samlade *överföringen* av el till och från utlandet.

Detta gäller dock inte om ledningen endast har liten betydelse för den samlade *transporten* av el till och från utlandet.

16 a §

Regeringen får meddela föreskrifter om hur lämpligheten för att utöva nätverksamheten ska prövas enligt 16 §.

16 b §

Om en nätkoncessionshavare, som enligt 16 § första stycket endast har bedömts avseende lämpligheten att inneha nätkoncession, avser att börja utöva nätverksamhet, ska nätkoncessionshavaren meddela detta till nätmyndigheten.

Innan nätkoncessionshavaren får börja utöva nätverksamhet ska nätmyndigheten göra en bedömning avseende nätkoncessionshavarens lämplighet från allmän synpunkt att utöva nätverksamhet.

49 §

En nätkoncession ska återkallas helt eller delvis, om

1. en ledning eller ett ledningsnät som omfattas av koncessionen inte längre behövs för en säker elförsörjning,

2. koncessionen inte längre behövs för att bygga eller använda den ledning som omfattas av koncessionen,

3. staten, med stöd av 1 kap. 5 § lagen (2004:875) om särskild förvaltning av vissa elektriska anläggningar, löser in den eller de ledningar som omfattas av koncessionen, eller

4. koncessionen avser en utlandsförbindelse och nätkoncessionshavaren inte längre är *ett transmissionsnätsföretag* eller en juridisk

4. koncessionen avser en utlandsförbindelse och nätkoncessionshavaren inte längre är *en systemansvarig för överföringssystem*

person där ett sådant företag har ett bestämmande inflytande.

eller en juridisk person där ett sådant företag har ett bestämmande inflytande.

67 §

Om syftet med en ledning är att *överföra* el för belysning av en allmän väg, ska väghållaren ersätta ledningens innehavare för de kostnader som avses i 66 §. Om ledningen även har något annat ändamål, ska ersättningen bestämmas efter vad som är skäligt med hänsyn till omständigheterna.

Om syftet med en ledning är att *transportera* el för belysning av en allmän väg, ska väghållaren ersätta ledningens innehavare för de kostnader som avses i 66 §. Om ledningen även har något annat ändamål, ska ersättningen bestämmas efter vad som är skäligt med hänsyn till omständigheterna.

3 kap.

Nätföretag och drift av elnät

Systemansvar

Nätföretagets grundläggande skyldigheter

Den systemansvariges grundläggande skyldigheter

1 §

Ett nätföretag ska i fråga om sitt elnät ansvara för

En systemansvarig ska i fråga om sitt elnät ansvara för

1. drift och underhåll,
2. utbyggnad vid behov,
3. eventuella anslutningar till andra ledningsnät,
4. att nätet är säkert, tillförlitligt och effektivt, och
5. att nätet på lång sikt kan uppfylla rimliga krav på *överföring* av el.

5. att nätet på lång sikt kan uppfylla rimliga krav på *transport* av el.

El som *ett nätföretag* använder i nätverksamheten

El som *en systemansvarig* använder i nätverksamheten

3 §

Ett nätföretag ska anskaffa den el som är avsedd att täcka nätförluster eller som behövs för driften av ledningsnätet på ett öppet,

En systemansvarig ska anskaffa den el som är avsedd att täcka nätförluster eller som behövs för driften av ledningsnätet på ett

icke-diskriminerande och marknadsorienterat sätt.

Nätföretaget får inte med hänvisning endast till kraftslag ställa upp villkor som utesluter elproducenter från att tillhandahålla el som är avsedd att täcka nätförluster eller behövs för driften av ledningsnätet.

öppet, icke-diskriminerande och marknadsorienterat sätt.

Den systemansvarige får inte med hänvisning endast till kraftslag ställa upp villkor som utesluter elproducenter från att tillhandahålla el som är avsedd att täcka nätförluster eller behövs för driften av ledningsnätet.

4 §

Ett nätföretag ska anskaffa icke frekvensrelaterade stödtjänster på ett öppet, icke-diskriminerande och marknadsorienterat sätt.

En systemansvarig ska anskaffa icke frekvensrelaterade stödtjänster på ett öppet, icke-diskriminerande och marknadsorienterat sätt.

Första stycket ska inte tillämpas om

1. lagen (2016:1146) om upphandling inom försörjningssektorerna gäller för anskaffningen,

2. anskaffningen gäller en nätkomponent som är integrerad i elnätet och används uteslutande för att säkerställa en säker och tillförlitlig drift av nätet, dock inte för balansering eller hantering av överbelastning, eller

3. nätmyndigheten har beviljat dispens i det enskilda fallet.

6 §

Ett nätföretag som anskaffar stödtjänster ska i förhållande till elproducenter behandla aktörer som tillhandahåller efterfrågeflexibilitet genom aggregering på ett icke-diskriminerande sätt på grundval av aktörernas tekniska kapacitet.

En systemansvarig som anskaffar stödtjänster ska i förhållande till elproducenter behandla aktörer som tillhandahåller efterfrågeflexibilitet genom aggregering på ett icke-diskriminerande sätt på grundval av aktörernas tekniska kapacitet.

7 §

Ett nätföretag får inte ingå avtal om stödtjänster förrän nätmyndigheten har godkänt de meto-

En systemansvarig får inte ingå avtal om stödtjänster förrän nätmyndigheten har godkänt de

der som har använts för att utforma avtalen.

Första stycket gäller inte avtal enligt 8 kap. *14* §.

metoder som har använts för att utforma avtalen.

Första stycket gäller inte avtal enligt 8 kap. *2* §.

9 §

Ett nätföretag ska offentliggöra de villkor som företaget tillämpar i avtalen enligt 7 § första stycket och utan dröjsmål ge den som begär det skriftlig information om villkoren.

En systemansvarig ska offentliggöra de villkor som företaget tillämpar i avtalen enligt 7 § första stycket och utan dröjsmål ge den som begär det skriftlig information om villkoren.

10 §

Regeringen eller den myndighet som regeringen bestämmer får meddela föreskrifter om

1. hur *ett distributionsnätsföretag* ska ta fram och utforma riktlinjer för att anskaffa stödtjänster,

2. skyldighet för *ett transmissionsnätsföretag* att ta fram specifikationer för de icke frekvensrelaterade stödtjänster som företaget anskaffar och standardiserade marknadsprodukter för sådana tjänster och lämna specifikationerna och marknadsprodukterna till nätmyndigheten för godkännande,

1. hur *en systemansvarig för distributionssystem* ska ta fram och utforma riktlinjer för att anskaffa stödtjänster,

2. skyldighet för *en systemansvarig för överföringssystem* att ta fram specifikationer för de icke frekvensrelaterade stödtjänster som företaget anskaffar och standardiserade marknadsprodukter för sådana tjänster och lämna specifikationerna och marknadsprodukterna till nätmyndigheten för godkännande,

3. vilka krav som ska vara uppfyllda för att nätmyndigheten ska godkänna sådana specifikationer och marknadsprodukter som avses i 2, och

4. vilka tekniska villkor i övrigt som *ett nätföretag* får ställa i fråga om stödtjänster.

4. vilka tekniska villkor i övrigt som *en systemansvarig* får ställa i fråga om stödtjänster.

Samarbete och informationsutbyte

10 a §

Systemansvariga för överföringssystem och systemansvariga för distributionssystem ska strukturerat och kontinuerligt samarbeta i syfte att säkerställa en säker drift, ett säkert och effektivt utbyte av information, samt en samordnad planering och utveckling av sina nät.

De systemansvariga ska gemensamt ta fram och fastställa rutiner för samarbetet enligt första stycket. De fastställda rutinerna ska sändas in till nätmyndigheten.

Om de systemansvariga inte kan enas om att fastställa rutiner enligt andra stycket får nätmyndigheten fastställa rutinerna.

11 §

Regeringen eller den myndighet som regeringen bestämmer får meddela föreskrifter om skyldighet för

1. *nätföretag* att samarbeta med varandra i frågor som rör möjligheten för den som är ansluten till elnätet att delta på marknader för el,

2. *nätföretag* och andra företag som är verksamma på elmarknaden att samarbeta i frågor som rör möjligheten att delta på marknader för stödtjänster,

3. *nätföretag* att utbyta information, och

4. *nätföretag* att sända underrättelser med anledning av att en elleverantör påbörjar eller övertar

1. *systemansvariga* att samarbeta med varandra i frågor som rör möjligheten för den som är ansluten till elnätet att delta på marknader för el,

2. *systemansvariga* och andra företag som är verksamma på elmarknaden att samarbeta i frågor som rör möjligheten att delta på marknader för stödtjänster,

3. *systemansvariga* att utbyta information, och

4. *systemansvariga* att sända underrättelser med anledning av att en elleverantör påbörjar eller

leveranserna av el i en uttagspunkt.

övertar leveranserna av el i en uttagspunkt.

Avtal om upprätthållande av driftsäkerheten i överföringsnät och regionnät

11 a §

Alla systemansvariga för distributionssystem som innehar ett regionnät direkt anslutet till ett överföringsnät, ska ingå ett gemensamt avtal med den systemansvarige för överföringssystem i fråga om driften av överföringsnätet och regionnäten med syfte att säkerställa driftsäkerheten i överföringsnätet och de anslutna regionnäten (driftsäkerhetsavtal).

Ett driftsäkerhetsavtal ska innehålla villkor i fråga om

1. gemensamma principer för driftsäkerhetsgränser för distributionssystem,

2. gemensam metod för driftsäkerhetsanalys för distributionssystem,

3. metod för avbrottskoordinering mellan systemansvariga för distributionssystem, och

4. metod för avbrottskoordinering mellan systemansvarig för överföringssystem och systemansvariga för distributionssystem för avbrott som inte omfattas av kommissionens förordning (EU) 2017/1485 av den 2 augusti 2017 om fastställande av riktlinjer för driften av elöverföringssystem.

För andra stycket 4 ska likvärdiga befogenheter som ges den systemansvarige för överföringssystem i förordning (EU) 2017/1485 gälla för den nationella avbrottskoordineringen.

11 b §

Om de systemansvariga inte kan enas om hela eller delar av innehållet i ett driftsäkerhetsavtal, ska den systemansvarige för överföringssystem och de systemansvariga för distributionssystem som innehar ett regionnät direkt anslutet till ett överföringsnät gemensamt ge in sina förslag på de delar i avtalet där parterna inte kunnat enas till nätmyndigheten för prövning av dessa.

Det som framgår av första stycket gäller även ändring av ett sådant avtal som avses i 11 a §.

11 c §

Nätmyndigheten ska fastställa villkoren i de delar där parterna enligt 11 b § inte har kunnat enas om det bidrar till driftsäkerheten i det nationella elsystemet utifrån principerna om proportionalitet och icke-diskriminering, samt med hänsyn till optimering mellan högsta totala effektivitet och lägsta totala kostnader för alla berörda parter.

Nätmyndigheten ska fastställa villkoren enligt första stycket inom sex månader från det att nätmyndigheten har tagit emot underlaget.

Tillåten verksamhet för *ett nätföretag*	Tillåten verksamhet för *en systemansvarig*
12 §	
Ett nätföretag får inte bedriva någon annan verksamhet än nätverksamhet.	*En systemansvarig* får inte bedriva någon annan verksamhet än nätverksamhet.

Företaget får dock

1. förvalta eller driva andra nät än elnät,
2. producera el, om produktionen sker tillfälligt för att ersätta utebliven el vid elavbrott, och
3. reparera och underhålla ett annat företags nät.

14 §	
Nätmyndigheten får i det enskilda fallet bevilja dispens från förbudet i 12 § första stycket, om *ett nätföretag* behöver bedriva annan verksamhet än nätverksamhet för att kunna fullgöra sina skyldigheter enligt denna lag eller andra föreskrifter som genomför elmarknadsdirektivet eller enligt EU:s elmarknadsförordning.	Nätmyndigheten får i det enskilda fallet bevilja dispens från förbudet i 12 § första stycket, om *en systemansvarig* behöver bedriva annan verksamhet än nätverksamhet för att kunna fullgöra sina skyldigheter enligt denna lag eller andra föreskrifter som genomför elmarknadsdirektivet eller enligt EU:s elmarknadsförordning.

15 §

Regeringen eller den myndighet som regeringen bestämmer får meddela föreskrifter om

1. skyldighet för ett *distributionsnätsföretag* att	1. skyldighet för *en systemansvarig för distributionssystem* att

a) ta fram specifikationer för de flexibilitetstjänster som företaget anskaffar och standardiserade marknadsprodukter för sådana tjänster,

b) lämna specifikationerna och marknadsprodukterna till nätmyndigheten för godkännande, och

c) offentliggöra en förteckning över marknadsprodukterna, och

2. vilka krav som specifikationer och marknadsprodukter ska uppfylla.

Nätutvecklingsplan för ***distributionsnätsföretag***	**Nätutvecklingsplan för** ***systemansvariga för distributionssystem***
16 §	
Ett distributionsnätsföretag ska vartannat år	*En systemansvarig för distributionssystem* ska vartannat år

1. ta fram en plan för hur nätverksamheten ska utvecklas (nätutvecklingsplan),
2. offentliggöra planen, och
3. ge in planen till nätmyndigheten.

Investeringsplan för ***transmissionsnätsföretag***	**Investeringsplan för** ***systemansvariga för överföringssystem***
18 §	
Regeringen eller den myndighet som regeringen bestämmer får meddela föreskrifter om skyldighet för *ett transmissionsnätsföretag* att ta fram en investeringsplan och ge in den till nätmyndigheten.	Regeringen eller den myndighet som regeringen bestämmer får meddela föreskrifter om skyldighet för *en systemansvarig för överföringssystem* att ta fram en investeringsplan och ge in den till nätmyndigheten.
19 §	
Ett distributionsnätsföretag får inte äga, utveckla, förvalta eller driva en laddningspunkt. Detta gäller inte laddningspunkter som företaget innehar uteslutande för eget bruk.	*En systemansvarig för distributionssystem* får inte äga, utveckla, förvalta eller driva en laddningspunkt. Detta gäller inte laddningspunkter som företaget innehar uteslutande för eget bruk.
21 §	
Ett distributionsnätsföretag som ingår i en koncern vars samlade elnät har minst 100 000 elanvändare	*En systemansvarig för distributionssystem* som ingår i en koncern vars samlade elnät har minst 100 000 elanvändare

1. ska ha en organisation och ett beslutsfattande som är åtskilda från företag som producerar eller handlar med el, och

2. får inte ha en styrelseledamot, verkställande direktör eller firmatecknare som samtidigt är styrelseledamot, verkställande direktör eller firmatecknare i ett företag som producerar eller handlar med el.

Med elanvändare avses i första stycket den som enligt avtal med *distributionsnätsföretaget* tar ut el från elnätet i en eller flera uttagspunkter.

Med elanvändare avses i första stycket den som enligt avtal med *en systemansvarig för distributionssystem* tar ut el från elnätet i en eller flera uttagspunkter.

22 §

Ett distributionsnätsföretag som avses i 21 § får inte ge anställda i ledande ställning i *nätföretaget* löner eller andra förmåner som grundar sig på resultatet i de delar av koncernen som producerar eller handlar med el.

En systemansvarig för distributionssystem som avses i 21 § får inte ge anställda i ledande ställning i *den systemansvarige* löner eller andra förmåner som grundar sig på resultatet i de delar av koncernen som producerar eller handlar med el.

23 §

Ett distributionsnätsföretag som avses i 21 § och dess moderföretag ska se till att *nätföretaget* har den faktiska beslutanderätten när det gäller de tillgångar som *nätföretaget* behöver för att trygga drift, underhåll och utbyggnad av nätet och att den beslutanderätten är självständig i förhållande till övriga delar av koncernen.

Trots första stycket får *distributionsnätsföretagets ägare* ha sådan insyn och utöva sådan styrning som krävs för att säkerställa en rimlig avkastning på de investeringar som gjorts i *nätföretaget*. Ett moderföretag får dock ge instruktioner för den löpande förvalt-

En systemansvarig för distributionssystem som avses i 21 § och dess moderföretag ska se till att *den systemansvarige* har den faktiska beslutanderätten när det gäller de tillgångar som *den systemansvarige* behöver för att trygga drift, underhåll och utbyggnad av nätet och att den beslutanderätten är självständig i förhållande till övriga delar av koncernen.

Trots första stycket får *ägaren till den systemansvarige för distributionssystem* ha sådan insyn och utöva sådan styrning som krävs för att säkerställa en rimlig avkastning på de investeringar som gjorts i *den systemansvarige*. Ett moderföretag får dock ge instruk-

ningen eller för särskilda beslut om byggande eller modernisering av ledningsnät endast om instruktionerna avser beslut som går utöver de ekonomiska ramar som fastställts av bolagsstämman eller motsvarande organ i ett dotterföretag.	tioner för den löpande förvaltningen eller för särskilda beslut om byggande eller modernisering av ledningsnät endast om instruktionerna avser beslut som går utöver de ekonomiska ramar som fastställts av bolagsstämman eller motsvarande organ i ett dotterföretag.
24 §	
Ett distributionsnätsföretag som ingår i samma koncern som ett företag som producerar eller handlar med el ska ha en övervakningsplan och se till att planen följs.	*En systemansvarig för distributionssystem* som ingår i samma koncern som ett företag som producerar eller handlar med el ska ha en övervakningsplan och se till att planen följs.
25 §	
Ett distributionsnätsföretag ska i en övervakningsplan enligt 24 §	*En systemansvarig för distributionssystem* ska i en övervakningsplan enligt 24 §
1. ange vilka åtgärder som *distributionsnätsföretaget* ska vidta för att förhindra diskriminerande beteende gentemot andra aktörer på elmarknaden, och	1. ange vilka åtgärder som den *systemansvarige för distributionssystem* ska vidta för att förhindra diskriminerande beteende gentemot andra aktörer på elmarknaden, och
2. särskilt ange de särskilda skyldigheter som företagets anställda har för att förhindra sådan diskriminering som avses i 1.	
26 §	
Ett distributionsnätsföretag som ska ha en övervakningsplan enligt 24 § ska	*En systemansvarig för distributionssystem* som ska ha en övervakningsplan enligt 24§ ska
1. utse en övervakningsansvarig som	
a) självständigt bevakar att planen finns och följs,	
b) har de befogenheter och den tillgång till information som krävs för att utföra uppdraget, och	

c) årligen upprättar en rapport över de åtgärder som vidtagits enligt planen och ger in rapporten till nätmyndigheten, och

2. offentliggöra den rapport som avses i 1 c.

27 §

Om *ett distributionsnätsförtag* och ett företag som producerar eller handlar med el ingår i samma koncern, ska företagen när de vänder sig till enskilda elanvändare eller allmänheten ange sin identitet på ett sådant sätt att det tydligt framgår vilken verksamhet som vart och ett av företagen bedriver.

Om en systemansvarig för distributionssystem och ett företag som producerar eller handlar med el ingår i samma koncern, ska företagen när de vänder sig till enskilda elanvändare eller allmänheten ange sin identitet på ett sådant sätt att det tydligt framgår vilken verksamhet som vart och ett av företagen bedriver.

28 §

Regeringen eller den myndighet som regeringen bestämmer får meddela föreskrifter om undantag från kraven i 24–27 §§ i fråga om *distributionsnätsföretag* vars ledningar i huvudsak matar in el från anläggningar för produktion av förnybar el. Undantag får dock inte göras för *distributionsnätsföretag* som avses i 21 §.

Regeringen eller den myndighet som regeringen bestämmer får meddela föreskrifter om undantag från kraven i 24–27 §§ i fråga om *systemansvariga för distributionssystem* vars ledningar i huvudsak matar in el från anläggningar för produktion av förnybar el. Undantag får dock inte göras för *systemansvariga för distributionssystem* som avses i 21 §.

Åtskillnad av *transmission*

Åtskillnad av *överföring*

30 §

Ett transmissionsnätsföretag ska vara oberoende av företag som producerar eller handlar med el eller naturgas.

En systemansvarig för överföringssystem ska vara oberoende av företag som producerar eller handlar med el eller naturgas.

31 §

Den som ensam eller tillsammans med någon annan utövar kontroll över ett företag som producerar eller handlar med el eller naturgas får inte utöva kontroll över *ett transmissionsnätsföretag* eller använda någon rättighet gentemot företaget.

Den som ensam eller tillsammans med någon annan utövar kontroll över *ett transmissionsnätsföretag* får inte utöva kontroll över ett företag som producerar eller handlar med el eller naturgas eller använda någon rättighet gentemot företaget.

Den som ensam eller tillsammans med någon annan utövar kontroll över ett företag som producerar eller handlar med el eller naturgas får inte utöva kontroll över *en systemansvarig för överföringssystem* eller använda någon rättighet gentemot företaget.

Den som ensam eller tillsammans med någon annan utövar kontroll över *en systemansvarig för överföringssystem* får inte utöva kontroll över ett företag som producerar eller handlar med el eller naturgas eller använda någon rättighet gentemot företaget.

32 §

Den som ensam eller tillsammans med någon annan får utse ledamöter till styrelsen eller motsvarande organ hos *ett transmissionsnätsföretag* får inte utöva kontroll över ett företag som producerar eller handlar med el eller använda någon rättighet gentemot företaget.

Den som ensam eller tillsammans med någon annan får utse ledamöter till styrelsen eller motsvarande organ hos *en systemansvarig för överföringssystem* får inte utöva kontroll över ett företag som producerar eller handlar med el eller använda någon rättighet gentemot företaget.

35 §

Trots 30–32 §§ får *ett transmissionsnätsföretag* bedriva sådan elproduktion som avses i 12 § andra stycket 2 och ingå i samma koncern som ett företag vars elproduktion uteslutande är knuten till driften av *transmissionsnätsföretagets ledningsnät.*

Trots 30–32 §§ får ett *en systemansvarig för överföringssystem* bedriva sådan elproduktion som avses i 12 § andra stycket 2 och ingå i samma koncern som ett företag vars elproduktion uteslutande är knuten till driften *av det ledningsnät som tillhör den systemansvarige för överföringssystem.*

36 §

En styrelseledamot, verkställande direktör, firmatecknare eller annan person med liknande ställning i *ett transmissionsnätsföretag* får samtidigt ha en motsvarande ställning i ett företag som producerar eller handlar med el endast om det sistnämnda företaget är ett sådant produktionsföretag som avses i 35 §.

En styrelseledamot, verkställande direktör, firmatecknare eller annan person med liknande ställning *i en systemansvarig för överföringssystem* får samtidigt ha en motsvarande ställning i ett företag som producerar eller handlar med el endast om det sistnämnda företaget är ett sådant produktionsföretag som avses i 35 §.

37 §

Om *ett transmissionsnätsföretag* ingår i en koncern där ett annat företag producerar eller handlar med el, får åtgärder som vidtas av företag i koncernen för att säkerställa att kraven i 30–32 och 36 §§ är uppfyllda inte innebära att personal eller kommersiellt känsliga uppgifter överförs från *transmissionsnätsföretaget* till ett företag som producerar eller handlar med el.

Om *en systemansvarig för överföringssystem* ingår i en koncern där ett annat företag producerar eller handlar med el, får åtgärder som vidtas av företag i koncernen för att säkerställa att kraven i 30–32 och 36 §§ är uppfyllda inte innebära att personal eller kommersiellt känsliga uppgifter överförs från *den systemansvarige för överföringssystem* till ett företag som producerar eller handlar med el.

37 a §

Kraven i 30–36 §§ ska inte tillämpas i fråga om en sådan systemansvarig för överföringssystem som

1. i Sverige endast har en sammanlänkning mellan Sverige och en stat som har genomfört elmarknadsdirektivet, och

2. är godkänd som och utnämnd till systemansvarig för överföringssystem i den andra staten.

Certifiering av *transmissionsnätsföretag*	**Certifiering av** *systemansvariga för överföringssystem*
38 §	
I lagen (2011:710) om certifiering av *transmissionsnätsföretag* för el finns bestämmelser om certifiering av *transmissionsnätsföretag*.	I lagen (2011:710) om certifiering av *systemansvariga för överföringssystem* för el finns bestämmelser om certifiering av *systemansvariga för överföringssystem*.
	38 a §
	Frågor om fördelning av röstvärden och kostnadsdelning avseende Sveriges deltagande i europeiska samarbeten mellan systemansvariga för överföringssystem ska endast involvera systemansvariga för överföringssystem som är certifierade i Sverige enligt lagen (2011:710) om certifiering av systemansvariga för överföringssystem för el.
39 §	
Ett nätföretag får inte äga, utveckla, förvalta eller driva en energilagringsanläggning.	*En systemansvarig* får inte äga, utveckla, förvalta eller driva en energilagringsanläggning.
41 §	
Ett nätföretag får inte ställa tekniska krav eller andra villkor som försvårar efterfrågeflexibilitet. Dock får de villkor ställas som behövs för en säker, tillförlitlig och effektiv drift av ledningsnätet.	*En systemansvarig* får inte ställa tekniska krav eller andra villkor som försvårar efterfrågeflexibilitet. Dock får de villkor ställas som behövs för en säker, tillförlitlig och effektiv drift av ledningsnätet.
42 §	
Regeringen eller den myndighet som regeringen bestämmer får meddela föreskrifter om vilka	Regeringen eller den myndighet som regeringen bestämmer får meddela föreskrifter om vilka

tekniska krav som *nätföretag* får ställa i fråga om efterfrågeflexibilitet.	tekniska krav som *systemansvariga* får ställa i fråga om efterfrågeflexibilitet.
43 §	
Den som har en elproduktionsanläggning har rätt till ersättning av *det nätföretag* till vars ledningsnät anläggningen är ansluten.	Den som har en elproduktionsanläggning har rätt till ersättning av *den systemansvarige* till vars ledningsnät anläggningen är ansluten.
Ersättningen ska motsvara	
1. värdet av den minskning av energiförluster som inmatning av el från anläggningen medför i *nätföretagets* ledningsnät, och	1. värdet av den minskning av energiförluster som inmatning av el från anläggningen medför i *den systemansvariges* ledningsnät, och
2. värdet av den reduktion av *nätföretagets* avgifter för att ha sitt ledningsnät anslutet till *ett annat nätföretags* ledningsnät som blir möjlig genom att anläggningen är ansluten till ledningsnätet.	2. värdet av den reduktion av *den systemansvariges* avgifter för att ha sitt ledningsnät anslutet till *en annan systemansvarigs* ledningsnät som blir möjlig genom att anläggningen är ansluten till ledningsnätet.
44 §	
Nätmyndigheten ska ta upp en tvist om vilken rätt till ersättning för inmatad el som finns enligt 43 §.	
En tvist ska inte prövas om ansökan om prövning kommit in till nätmyndigheten senare än två år efter det att *nätföretaget* skickat ett skriftligt ställningstagande till den berörda parten under partens senaste kända adress.	En tvist ska inte prövas om ansökan om prövning kommit in till nätmyndigheten senare än två år efter det att *den systemansvarige* skickat ett skriftligt ställningstagande till den berörda parten under partens senaste kända adress.
45 §	
Ett distributionsnätsföretag ska årligen	*En systemansvarig för distributionssystem* ska årligen
1. upprätta en risk- och sårbarhetsanalys avseende leveranssäkerheten i elnätet,	

2. upprätta en åtgärdsplan som visar hur leveranssäkerheten i det egna elnätet ska förbättras, och

3. till nätmyndigheten ge in en redovisning som baseras på analysen och planen.

46 §

Ett distributionsnätsföretag ska informera elanvändarna om	*En systemansvarig för distributionssystem* ska informera elanvändarna om

1. leveranssäkerheten i elnätet,
2. rätten till avbrottsersättning enligt 10 kap., och
3. rätten till skadestånd enligt 11 kap.

49 §

Nätverksamhet ska ekonomiskt redovisas skilt från annan verksamhet. *Transmission* och distribution ska redovisas var för sig.	Nätverksamhet ska ekonomiskt redovisas skilt från annan verksamhet. *Överföring* och distribution ska redovisas var för sig.

51 §

Trots 50 § ska nätmyndigheten besluta att *ett distributionsföretags* samtliga områden utan en lägsta tillåtna spänning ska redovisas samlat, om inte områdena sammantagna utgör en olämplig enhet för nätverksamhet.	Trots 50 § ska nätmyndigheten besluta att *en systemansvarig för distributionssystems* samtliga områden utan en lägsta tillåtna spänning ska redovisas samlat, om inte områdena sammantagna utgör en olämplig enhet för nätverksamhet.

Nätmyndigheten ska, om det behövs, fatta beslut i frågan om samlad redovisning när det finns ett beslut som har fått laga kraft och som innebär att

1. en nätkoncession har beviljats,
2. gränserna för en nätkoncession för område har ändrats,
3. ett tillstånd till överlåtelse av en nätkoncession har beviljats, eller
4. en nätkoncession har återkallats.

Nätmyndigheten får besluta om samlad redovisning även i andra fall, om det är motiverat med hänsyn till ändrade förhållanden.

55 §

En nätkoncession för område med en lägsta tillåtna spänning ska redovisas tillsammans med *nätföretagets* nätkoncessioner för linje.	En nätkoncession för område med en lägsta tillåtna spänning ska redovisas tillsammans med *den systemansvariges* nätkoncessioner för linje.

56 §

En ledning som byggs och används av ett *nätföretag* med stöd av ett medgivande enligt 2 kap. 11 §, ska utifrån sin funktion redovisas som lokalnät eller regionnät hos *det nätföretag* som har fått medgivandet.	En ledning som byggs och används av *en systemansvarig* med stöd av ett medgivande enligt 2 kap. 11 §, ska utifrån sin funktion redovisas som lokalnät eller regionnät hos *den systemansvarige* som har fått medgivandet.
Nätföretaget ska inom sex månader från medgivandet meddela nätmyndigheten hur ledningen ska redovisas.	*Den systemansvarige* ska inom sex månader från medgivandet meddela nätmyndigheten hur ledningen ska redovisas.

57 §

I 4 kap. 29 och 30 §§ finns bestämmelser om avgifter för *överföring* av el för sådana nätkoncessioner som redovisas samlat.	I 4 kap. 29 och 30 §§ finns bestämmelser om avgifter för *transport* av el för sådana nätkoncessioner som redovisas samlat.

59 §

Den som är revisor hos *ett nätföretag* ska	Den som är revisor hos *en systemansvarig* ska

1. göra en särskild granskning av redovisningen av nätverksamheten, och
2. årligen i ett särskilt intyg avge ett utlåtande i frågan om huruvida redovisningen av nätverksamheten skett enligt gällande bestämmelser.

60 §

Nätföretaget ska ge in det intyg som avses i 59 § 2 till nätmyndigheten.	*Den systemansvarige* ska ge in det intyg som avses i 59 § 2 till nätmyndigheten.

Ansvarig systemansvarig för överföringssystem

62 §

Regeringen får, i enlighet med följande bestämmelser, utse en systemansvarig för överföringssystem med ett överföringsnät som ansvarig att fullgöra de skyldigheter enligt berörda förordningar som berör funktioner som en systemansvarig för överföringssystem med endast en sammanlänkning för överföring saknar:

1. artikel 1.3 i kommissionens förordning (EU) 2015/1222 av den 24 juli 2015 om fastställande av riktlinjer för kapacitetstilldelning och hantering av överbelastning, i den ursprungliga lydelsen,

2. artikel 1.3 i kommissionens förordning (EU) 2016/1719 av den 26 september 2016 om fastställande av riktlinjer för förhandstilldelning av kapacitet, i den ursprungliga lydelsen,

3. artikel 2.3 i kommissionens förordning (EU) 2017/1485 av den 2 augusti 2017 om fastställande av riktlinjer för driften av elöverföringssystem, i den ursprungliga lydelsen,

4. artikel 1.4 i kommissionens förordning (EU) 2017/2195 av den 23 november 2017 om fastställande av riktlinjer för balanshållning avseende el, i den ursprungliga lydelsen, och

5. artikel 1.7 i kommissionens förordning (EU) 2017/2196 av den 24 november 2017 om fastställande av nätföreskrifter för nödsituationer och återuppbyggnad avseende elektricitet, i den ursprungliga lydelsen.

63 §

Om regeringen enligt 62 § har utsett en systemansvarig för överföringssystem ska nätmyndigheten fastställa ansvarsfördelningen enligt de berörda förordningarna mellan de systemansvariga för överföringssystem som är verksamma i Sverige. Nätmyndigheten ska i beslutet även fastställa hur fördelningen av kostnader som är hänförliga till denna ansvarsfördelning ska ske.

Särskilda åtgärder för att öka eller minska produktionen eller förbrukningen av el

64 §

I den utsträckning som det behövs för att säkerställa driftsäkerheten i det nationella elsystemet och utöver vad som framgår av kommissionens förordning (EU) 2017/2196 av den 24 november 2017 om fastställande av nätföreskrifter för nödsituationer och återuppbyggnad avseende elektricitet, i den ursprungliga lydelsen, får den systemansvarige för överföringssystem beordra

1. leverantörer av balanstjänster att öka eller minska produktionen eller förbrukningen av el, och

2. elproducenter att öka eller minska produktionen av el.

65 §

Den som enligt 64 § på direkt eller indirekt begäran av en systemansvarig för överföringssystem ska öka eller minska produktionen eller förbrukningen av el har rätt att av den systemansvarige för överföringssystem få marknadsmässig ersättning för ökningen eller minskningen.

66 §

Om driftsäkerheten i ett överföringssystem inte kan säkerställas med åtgärder enligt 64 §, får den systemansvarige för överföringssystem i den utsträckning som behövs beordra systemansvariga för distributionssystem att begränsa eller avbryta transport av el till elanvändare.

I den utsträckning det är möjligt ska begränsningen eller avbrytandet genomföras så att samhällsviktiga elanvändare prioriteras.

67 §

Regeringen eller den myndighet som regeringen bestämmer får meddela föreskrifter om de åtgärder som får vidtas enligt 66 §.

68 §

Regeringen eller den myndighet som regeringen bestämmer får meddela föreskrifter om skyldighet för balansansvariga parter, leve-

rantörer av balanstjänster och innehavare av elektriska anläggningar att till den systemansvarige för överföringssystem lämna de uppgifter om produktion, överföring eller förbrukning av el som behövs för att den systemansvarige för överföringssystem ska kunna säkerställa driftsäkerheten i överföringssystemet.

Driftsäkerhet

69 §

Regeringen eller den myndighet som regeringen bestämmer får meddela föreskrifter om sådana generellt tillämpliga krav för anslutning av anläggningar till elnätet som avses i

1. artikel 7.1 i kommissionens förordning (EU) 2016/631 av den 14 april 2016 om fastställande av nätföreskrifter med krav för nätanslutning av generatorer, i den ursprungliga lydelsen,

2. artikel 6.1 i kommissionens förordning (EU) 2016/1388 av den 17 augusti 2016 om fastställande av nätföreskrifter för anslutning av förbrukare, i den ursprungliga lydelsen, och

3. artikel 5.1 i kommissionens förordning (EU) 2016/1447 av den 26 augusti 2016 om fastställande av nätföreskrifter med krav för nätanslutning av system för högspänd likström och likströmsanslutna kraftparksmoduler, i den ursprungliga lydelsen.

70 §

Regeringen eller den myndighet som regeringen bestämmer får meddela föreskrifter om kontroll, provning, besiktning eller andra krav för att säkerställa driftsäkerheten hos det nationella elsystemet när det gäller

1. elektriska anläggningar,

2. anordningar avsedda att anslutas till en elektrisk anläggning,

3. elektrisk materiel, och

4. elektriska installationer.

71 §

Regeringen eller den myndighet som regeringen bestämmer får meddela föreskrifter om sådant datautbyte som avses i artikel 40.5 i kommissionens förordning (EU) 2017/1485 av den 2 augusti 2017 om fastställande av riktlinjer för driften av elöverföringssystem, i den ursprungliga lydelsen.

4 kap.

Anslutning till elnätet och *överföring* av el	**Anslutning till elnätet och *transport* av el**
2 §	
Avsteg från skyldigheten enligt 1 § får göras, om det	
1. saknas ledig kapacitet och inte finns förutsättningar att åtgärda kapacitetsbristen på ett sätt som är samhällsekonomiskt motiverat utan att förstärka ledningen eller ledningsnätet, eller	
2. finns andra särskilda skäl.	
Trots första stycket får *ett distributionsnätsföretag*, i fråga om en anläggning för produktion av förnybar el vars inmatning kan ske med en effekt om högst 43,5 kilo-	Trots första stycket får *en systemansvarig för distributionssystem*, i fråga om en anläggning för produktion av förnybar el vars inmatning kan ske med en effekt

watt, göra avsteg från anslutningsskyldigheten endast om

om högst 43,5 kilowatt, göra avsteg från anslutningsskyldigheten endast om

1. företaget underrättar den som begär anslutning om detta, och
2. underrättelsen lämnas inom en månad från det att företaget har tagit emot begäran.

3 §

Om någon vill ansluta en elektrisk anläggning till ett region- eller *transmissionsnät* i stället för till lokalnätet, får innehavaren av region- eller *transmissionsnätet* ansluta anläggningen endast om

1. innehavaren av lokalnätet har medgett det, eller
2. nätmyndigheten har beviljat tillstånd till anslutningen efter ansökan av innehavaren av region- eller *transmissionsnätet*.

Om någon vill ansluta en elektrisk anläggning till ett region- eller *överföringsnät* i stället för till lokalnätet, får innehavaren av region- eller *överföringsnätet* ansluta anläggningen endast om

2. nätmyndigheten har beviljat tillstånd till anslutningen efter ansökan av innehavaren av region- eller *överföringsnätet*.

5 §

Ett nätföretag som ska ansluta en anläggning enligt 1 § ska genomföra anslutningen inom skälig tid från det att företaget har tagit emot en begäran om anslutning. Tiden får vara längre än två år endast om det är nödvändigt med hänsyn till anslutningens omfattning och tekniska utformning eller det finns andra särskilda skäl.

En systemansvarig som ska ansluta en anläggning enligt 1 § ska genomföra anslutningen inom skälig tid från det att företaget har tagit emot en begäran om anslutning. Tiden får vara längre än två år endast om det är nödvändigt med hänsyn till anslutningens omfattning och tekniska utformning eller det finns andra särskilda skäl.

6 §

Ett nätföretag ska ha standardiserade rutiner för anslutning av elproduktionsanläggningar och energilagringsanläggningar. Sådana rutiner ska, så långt det är möjligt och ändamålsenligt, säker-

En systemansvarig ska ha standardiserade rutiner för anslutning av elproduktionsanläggningar och energilagringsanläggningar. Sådana rutiner ska, så långt det är möjligt och ändamålsenligt, säker-

ställa en snabb och enkel anslutning.	ställa en snabb och enkel anslutning.

7 §

Ett nätföretag ska utan dröjsmål ge den som begär det skriftlig information om de allmänna villkor som företaget tillämpar för anslutning.	*En systemansvarig* ska utan dröjsmål ge den som begär det skriftlig information om de allmänna villkor som företaget tillämpar för anslutning.

I samband med en begäran om en ny anslutning ska uppgifter om avgift och övriga villkor för anslutningen lämnas inom skälig tid.

8 §

Ett nätföretag som har tagit emot en begäran om anslutning av en elproduktionsanläggning ska ta fram en tidsplan för sin handläggning av ärendet och lämna planen till den som vill ansluta anläggningen.	*En systemansvarig* som har tagit emot en begäran om anslutning av en elproduktionsanläggning ska ta fram en tidsplan för sin handläggning av ärendet och lämna planen till den som vill ansluta anläggningen.
När uppgifter enligt 7 § andra stycket lämnas i fråga om anslutning av en elproduktionsanläggning, ska *nätföretaget* även ange en tidsplan för anslutningen.	När uppgifter enligt 7 § andra stycket lämnas i fråga om anslutning av en elproduktionsanläggning, ska *den systemansvarige* även ange en tidsplan för anslutningen.

9 §

Ett nätföretag som har vägrat ansluta en anläggning till en ledning eller ett ledningsnät med hänvisning till att ledningen eller nätet saknar kapacitet, ska mot skälig ersättning ge den som begär det information om vilka åtgärder som krävs för att anslutningen ska kunna genomföras.	*En systemansvarig* som har vägrat ansluta en anläggning till en ledning eller ett ledningsnät med hänvisning till att ledningen eller nätet saknar kapacitet, ska mot skälig ersättning ge den som begär det information om vilka åtgärder som krävs för att anslutningen ska kunna genomföras.
Om anläggningen är en laddningspunkt, ska *nätföretaget* utan särskild begäran lämna informa-	Om anläggningen är en laddningspunkt, ska *den systemansvarige* utan särskild begäran lämna

tionen tillsammans med meddelandet om att anslutning vägras. *Nätföretaget* ska lämna informationen utan ersättning.

informationen tillsammans med meddelandet om att anslutning vägras. *Den systemansvarige* ska lämna informationen utan ersättning.

10 §

Avgiften för anslutning till en ledning eller ett ledningsnät ska utformas så att nätkoncessionshavarens skäliga kostnader för anslutningen täcks. Särskild hänsyn ska tas till anslutningspunktens geografiska läge och den avtalade effekten i anslutningspunkten.

Om staten enligt ett avtal med *ett nätföretag* har finansierat åtgärder som är nödvändiga för att öka elnätets kapacitet för att underlätta anslutningen av anläggningar för produktion av förnybar el, ska avgiften för anslutning utformas så att den som vill ansluta en anläggning ersätter *nätföretagets* kostnader för sådana åtgärder i den del som svarar mot anläggningens andel av den totala kapacitetsökningen. Detta gäller även om nätkoncessionen överlåts.

Om staten enligt ett avtal med *en systemansvarig* har finansierat åtgärder som är nödvändiga för att öka elnätets kapacitet för att underlätta anslutningen av anläggningar för produktion av förnybar el, ska avgiften för anslutning utformas så att den som vill ansluta en anläggning ersätter *den systemansvariges* kostnader för sådana åtgärder i den del som svarar mot anläggningens andel av den totala kapacitetsökningen. Detta gäller även om nätkoncessionen överlåts.

12 §

Ett nätföretag ska offentliggöra principer för hur kostnaderna för teknisk anpassning ska fördelas vid anslutning till elnätet.

En systemansvarig ska offentliggöra principer för hur kostnaderna för teknisk anpassning ska fördelas vid anslutning till elnätet.

13 §

Nätmyndigheten ska ta upp en tvist om vilka skyldigheter en nätkoncessionshavare har enligt 1 § eller *ett nätföretag* har enligt 5 eller 9 §.

Nätmyndigheten ska ta upp en tvist om vilka skyldigheter en nätkoncessionshavare har enligt 1 § eller *en systemansvarig* har enligt 5 eller 9 §.

En tvist ska inte prövas, om ansökan om prövning kommit in till nätmyndigheten senare än två år efter det att nätkoncessionshavaren eller *nätföretaget* skickat ett skriftligt ställningstagande till den berörda parten under partens senaste kända adress.

En tvist ska inte prövas, om ansökan om prövning kommit in till nätmyndigheten senare än två år efter det att nätkoncessionshavaren eller *den systemansvarige* skickat ett skriftligt ställningstagande till den berörda parten under partens senaste kända adress.

Skyldighet att *överföra* el

Skyldighet att *transportera* el

16 §

En nätkoncessionshavare är skyldig att *överföra* el för någon annans räkning på objektiva, ickediskriminerande och i övrigt skäliga villkor.

En nätkoncessionshavare är skyldig att *transportera* el för någon annans räkning på objektiva, ickediskriminerande och i övrigt skäliga villkor.

17 §

Ett nätföretag ska utforma sina villkor för *överföring* av el så att en betald anslutningsavgift ger rätt att använda elnätet inom Sverige, med undantag för utlandsförbindelser med en spänning som understiger 220 kilovolt.

En systemansvarig ska utforma sina villkor för *transport* av el så att en betald anslutningsavgift ger rätt att använda elnätet inom Sverige, med undantag för utlandsförbindelser med en spänning som understiger 220 kilovolt.

God kvalitet på *överföringen* av el

God kvalitet på *transporten* av el

18 §

Ett nätföretags överföring av el för någon annans räkning ska ha god kvalitet.

Nätföretaget ska avhjälpa brister i *överföringen* i den utsträckning kostnaderna för att avhjälpa bristerna är rimliga i förhållande till de olägenheter för elanvän-

En systemansvarigs transport av el för någon annans räkning ska ha god kvalitet.

Den systemansvarige ska avhjälpa brister i *transporten* i den utsträckning kostnaderna för att avhjälpa bristerna är rimliga i förhållande till de olägenheter för

darna som är förknippade med bristerna.

elanvändarna som är förknippade med bristerna.

19 §

Regeringen eller den myndighet som regeringen bestämmer får meddela föreskrifter om innebörden av att *överföringen* av el har god kvalitet.

Regeringen eller den myndighet som regeringen bestämmer får meddela föreskrifter om innebörden av att *transporten* av el har god kvalitet.

Funktionskrav vid *överföring* av el

Funktionskrav vid *transport* av el

20 §

Ett nätföretag ska se till att avbrott i *överföringen* av el till en elanvändare aldrig överstiger tjugofyra timmar eller den kortare tid som följer av 18 § eller av föreskrifter som meddelats med stöd av 19 §.

Detta gäller inte om *nätföretaget* visar att avbrottet beror på ett hinder utanför företagets kontroll som företaget inte skäligen kunde förväntas ha räknat med och vars följder det inte heller skäligen kunde ha undvikit eller övervunnit.

En systemansvarig ska se till att avbrott i *transporten* av el till en elanvändare aldrig överstiger tjugofyra timmar eller den kortare tid som följer av 18 § eller av föreskrifter som meddelats med stöd av 19 §.

Detta gäller inte om *den systemansvarige* visar att avbrottet beror på ett hinder utanför företagets kontroll som företaget inte skäligen kunde förväntas ha räknat med och vars följder det inte heller skäligen kunde ha undvikit eller övervunnit.

22 §

Nätmyndigheten får i det enskilda fallet bevilja dispens från kravet i 20 § i en del av ett koncessionsområde om

1. kravet är oskäligt betungande med hänsyn till *nätföretagets* ekonomiska situation, eller

1. kravet är oskäligt betungande med hänsyn till *den systemansvariges* ekonomiska situation, eller

2. det finns synnerliga skäl.

Dispens får ges i sammanlagt högst tre år.

Uppgifter om villkor för *överföring*	**Uppgifter om villkor för *transport***
23 §	
Ett nätföretag ska 1. utan dröjsmål ge den som begär det skriftlig information om avgifter och övriga villkor för *överföring* av el, och	*En systemansvarig* ska 1. utan dröjsmål ge den som begär det skriftlig information om avgifter och övriga villkor för *transport* av el, och
2. offentliggöra sådana uppgifter.	
24 §	
Regeringen eller den myndighet som regeringen bestämmer får meddela föreskrifter om skyldighet för *nätföretag* att lämna uppgifter till nätmyndigheten om avgifter och övriga villkor för *överföring* av el.	Regeringen eller den myndighet som regeringen bestämmer får meddela föreskrifter om skyldighet för *systemansvariga* att lämna uppgifter till nätmyndigheten om avgifter och övriga villkor för *transport* av el.
25 §	
Ett nätföretag ska informera elanvändarna om 1. hur avgifterna för *överföring* av el är utformade, och 2. vilka möjligheter elanvändarna har att påverka sina kostnader för *överföring* av el genom att välja andra avtalsvillkor eller ändra förbrukningsmönster.	*En systemansvarig* ska informera elanvändarna om 1. hur avgifterna för *transport* av el är utformade, och 2. vilka möjligheter elanvändarna har att påverka sina kostnader för *transport* av el genom att välja andra avtalsvillkor eller ändra förbrukningsmönster.
Allmänt om avgifter för *överföring* av el	**Allmänt om avgifter för *transport* av el**
26 §	
Ett nätföretag ska utforma sina avgifter för *överföring* av el på ett sätt som är förenligt med ett effektivt utnyttjande av elnätet och en	*En systemansvarig* ska utforma sina avgifter för *transport* av el på ett sätt som är förenligt med ett effektivt utnyttjande av elnätet

effektiv elproduktion och elanvändning.

och en effektiv elproduktion och elanvändning.

27 §

Regeringen eller den myndighet som regeringen bestämmer får meddela föreskrifter om hur avgifterna för *överföring* av el ska utformas för att främja ett effektivt utnyttjande av elnätet eller en effektiv elproduktion och elanvändning.

Regeringen eller den myndighet som regeringen bestämmer får meddela föreskrifter om hur avgifterna för *transport* av el ska utformas för att främja ett effektivt utnyttjande av elnätet eller en effektiv elproduktion och elanvändning.

28 §

En avgift för *överföring* av el på ett lokalnät får inte utformas med hänsyn till var en anslutning finns inom ett koncessionsområde.

En avgift för *transport* av el på ett lokalnät får inte utformas med hänsyn till var en anslutning finns inom ett koncessionsområde.

Om ett eller flera koncessionsområden slås samman helt eller delvis, ska avgifterna för det nya området vara enhetliga senast tre år efter sammanslagningen.

29 §

I områden som redovisas samlat enligt 3 kap. 51 § ska enhetliga avgifter för *överföring* av el på ett lokalnät tillämpas från den dag som nätmyndigheten beslutar. Den dagen får inte infalla senare än fem år från beslutet om samlad redovisning eller beslutet om ändring av ett sådant beslut.

I områden som redovisas samlat enligt 3 kap. 51 § ska enhetliga avgifter för *transport* av el på ett lokalnät tillämpas från den dag som nätmyndigheten beslutar. Den dagen får inte infalla senare än fem år från beslutet om samlad redovisning eller beslutet om ändring av ett sådant beslut.

31 §

Trots 28 och 29 §§ får inom ett koncessionsområde eller inom flera koncessionsområden som redovisas samlat särskilda avgifter

Trots 28 och 29 §§ får inom ett koncessionsområde eller inom flera koncessionsområden som redovisas samlat särskilda avgifter

för *överföring* av el gälla för en begränsad krets av elanvändare, om	för *transport* av el gälla för en begränsad krets av elanvändare, om
1. det behövs för att utveckla sådana avgifter för *överföring* av el som främjar ett effektivt utnyttjande av elnätet, och	1. det behövs för att utveckla sådana avgifter för *transport* av el som främjar ett effektivt utnyttjande av elnätet, och
2. *nätföretaget* har informerat nätmyndigheten.	2. *den systemansvarige* har informerat nätmyndigheten.

Sådana avgifter får inte tillämpas under en längre tid än tre år utan tillstånd av nätmyndigheten.

33 §

På ett regionnät får en avgift för *överföring* av el för varje spänningsnivå inte utformas med hänsyn till var en uttagspunkt finns i förhållande till nätets anslutning till *ett annat nätföretags* region- eller *transmissionsnät*.	På ett regionnät får en avgift för *transport* av el för varje spänningsnivå inte utformas med hänsyn till var en uttagspunkt finns i förhållande till nätets anslutning till *en annan systemansvarigs* region- eller *överföringsnät*.

34 §

Om en avgift för *överföring* av el på ett regionnät avser en elektrisk anläggning som tar ut el direkt från en transformator på ett regionnät, ska avgiften utformas med utgångspunkt i avgiften för spänningsnivån omedelbart före transformatorn med ett skäligt tillägg för nedtransformeringen.	Om en avgift för *transport* av el på ett regionnät avser en elektrisk anläggning som tar ut el direkt från en transformator på ett regionnät, ska avgiften utformas med utgångspunkt i avgiften för spänningsnivån omedelbart före transformatorn med ett skäligt tillägg för nedtransformeringen.

35 §

Avgiften för *överföring* av el på ett regionnät inom varje normalt spänningsintervall ska utformas utifrån de samlade kostnader som *nätföretaget* har för regionnät i Sverige i den utsträckning som	Avgiften för *transport* av el på ett regionnät inom varje normalt spänningsintervall ska utformas utifrån de samlade kostnader som *den systemansvarige* har för regionnät i Sverige i den utsträckning

kostnaderna kan hänföras till spänningsintervallet.

Den del av de beräknade kostnaderna som avser betalning för *överföring* på *transmissionsnät* och på andra regionnät ska dock läggas till grund för avgiften endast i den utsträckning som kostnaderna avser *nätföretagets* kostnader för regionnät inom den nätregion där den ledning finns som avgiften tas ut på.

Avgift för *transmission*

36 §

På ett *transmissionsnät* får avgiften för *överföring* av el utformas med hänsyn till var på nätet en anslutningspunkt finns.

37 §

Trots 26–36 §§ ska avgiften för inmatning av el från en produktionsanläggning som kan leverera en effekt om högst 1 500 kilowatt motsvara endast den årliga kostnaden för sådan mätning, registrering, beräkning och rapportering som *nätföretaget* är skyldigt att utföra enligt 6 kap. eller föreskrifter som har meddelats i anslutning till det kapitlet.

som kostnaderna kan hänföras till spänningsintervallet.

Den del av de beräknade kostnaderna som avser betalning för *transport* på *överföringsnät* och på andra regionnät ska dock läggas till grund för avgiften endast i den utsträckning som kostnaderna avser *den systemansvariges* kostnader för regionnät inom den nätregion där den ledning finns som avgiften tas ut på.

Avgift för *överföring*

36 §

På ett *överföringsnät* får avgiften för *transport* av el utformas med hänsyn till var på nätet en anslutningspunkt finns.

37 §

Trots 26–36 §§ ska avgiften för inmatning av el från en produktionsanläggning som kan leverera en effekt om högst 1 500 kilowatt motsvara endast den årliga kostnaden för sådan mätning, registrering, beräkning och rapportering som *den systemansvarige* är skyldigt att utföra enligt 6 kap. eller föreskrifter som har meddelats i anslutning till det kapitlet.

Om flera sådana anläggningar finns i närheten av varandra och gemensamt matar in el på ledningsnätet, ska anläggningarna betraktas som separata anläggningar när första stycket tillämpas.

39 §

Nätmyndigheten ska ta upp en tvist om avgiftens storlek enligt 37 § eller avgiftsbefrielse enligt 38 §.

En tvist ska inte prövas, om ansökan om prövning kommit in till nätmyndigheten senare än två år efter det att *nätföretaget* skickat ett skriftligt ställningstagande till den berörda parten under partens senaste kända adress.

En tvist ska inte prövas, om ansökan om prövning kommit in till nätmyndigheten senare än två år efter det att *den systemansvarige* skickat ett skriftligt ställningstagande till den berörda parten under partens senaste kända adress.

40 §

Ett nätföretag ska ha fastställda rutiner för hanteringen av klagomål från kunder som är konsumenter.

En systemansvarig ska ha fastställda rutiner för hanteringen av klagomål från kunder som är konsumenter.

41 §

Ett avtal mellan en konsument och *ett nätföretag* ska innehålla uppgifter om

1. *nätföretagets* namn, adress, telefonnummer och webbplats,

Ett avtal mellan en konsument och *en systemansvarig* ska innehålla uppgifter om

1. *den systemansvariges* namn, adress, telefonnummer och webbplats,

2. när avtalet träffas och dess giltighetstid,

3. *nätföretagets* åtagande gentemot konsumenten,

3. *den systemansvariges* åtagande gentemot konsumenten,

4. villkoren för fakturering och betalning,

5. villkoren för uppsägning av avtalet,

6. villkoren för ersättning om *nätföretaget* inte uppfyller sitt åtagande enligt avtalet,

6. villkoren för ersättning om *den systemansvarige* inte uppfyller sitt åtagande enligt avtalet,

7. var konsumenten kan hitta information om *nätföretagets* priser och övriga villkor, och

7. var konsumenten kan hitta information om *den systemansvariges* priser och övriga villkor, och

8. hur konsumentrelaterad information tillhandahålls.

42 §

Regeringen eller den myndighet som regeringen bestämmer får meddela föreskrifter om vilken konsumentrelaterad information *ett nätföretag* ska tillhandahålla och hur informationen ska tillhandahållas.

Regeringen eller den myndighet som regeringen bestämmer får meddela föreskrifter om vilken konsumentrelaterad information *en systemansvarig* ska tillhandahålla och hur informationen ska tillhandahållas.

Fakturering och information som *nätföretag* ska lämna till elanvändare

Fakturering och information som *systemansvariga* ska lämna till elanvändare

43 §

Regeringen eller den myndighet som regeringen bestämmer får meddela föreskrifter om *nätföretags* fakturering av elanvändare och om skyldighet för *nätföretag* att lämna viss information till elanvändaren i samband med fakturering.

Regeringen eller den myndighet som regeringen bestämmer får meddela föreskrifter om *systemansvarigas* fakturering av elanvändare och om skyldighet för *systemansvariga* att lämna viss information till elanvändaren i samband med fakturering.

44 §

Ett nätföretag får inte ta ut någon avgift för att tillhandahålla elanvändaren fakturor och information enligt 43 §.

En systemansvarig får inte ta ut någon avgift för att tillhandahålla elanvändaren fakturor och information enligt 43 §.

45 §

Om *ett nätföretag* tillämpar ett system med förskottsbetalning, ska villkoren vara skäliga.

Om *en systemansvarig* tillämpar ett system med förskottsbetalning, ska villkoren vara skäliga.

46 §

Ett nätföretag får inte ingå avtal i frågor om anslutning till elnätet eller *överföring* av el förrän de metoder som ska användas för att utforma avtalsvillkoren har

En systemansvarig får inte ingå avtal i frågor om anslutning till elnätet eller *transport* av el förrän de metoder som ska användas för att utforma avtalsvillkoren har

prövats av nätmyndigheten. Prövningen ska dock inte omfatta metoder för att utforma avgifter för anslutning eller *överföring*.	prövats av nätmyndigheten. Prövningen ska dock inte omfatta metoder för att utforma avgifter för anslutning eller *transport*.

5 kap.

1 §

En nätverksamhet ska för en tillsynsperiod ha en bestämd intäktsram som inte ska vara större än vad som behövs för att

1. täcka kostnader för driften av en nätverksamhet som har likartade objektiva förutsättningar och bedrivs på ett ändamålsenligt och effektivt sätt,	1. täcka kostnader för driften, *inklusive utövandet av det systemansvar som följer av att bedriva nätverksamhet*, av en nätverksamhet som har likartade objektiva förutsättningar och bedrivs på ett ändamålsenligt och effektivt sätt,

2. täcka avskrivningar, och

3. ge en sådan avkastning på kapitalbasen som behövs för att i konkurrens med alternativa placeringar med motsvarande risk få tillgång till kapital för investeringar.

Med kapitalbas avses det kapital som krävs för att bedriva verksamheten.

Intäktsram för *transmissionsnät*	**Intäktsram för *överföringssystem***
16 §	
En intäktsram ska bestämmas för intäkter från ett *transmissionsnät*.	En intäktsram ska bestämmas för intäkter från ett *överföringssystem*.
18 §	
Om *ett transmissionsnätsföretag* deltar i ett europeiskt samarbete som syftar till att utveckla och vidmakthålla en fungerande europeisk marknad för el, ska även den verksamheten anses ingå i företagets nätverksamhet när intäktsramen bestäms.	Om *en systemansvarig för överföringssystem* deltar i ett europeiskt samarbete som syftar till att utveckla och vidmakthålla en fungerande europeisk marknad för el, ska även den verksamheten anses ingå i företagets nätverksamhet när intäktsramen bestäms.

19 §

Om *ett transmissionsnätsföretag* är en statlig myndighet och har finansierat en förstärkning av elnätet enligt ett sådant avtal som avses i 4 kap. 10 § andra stycket, ska, när intäktsramen bestäms, företagets kostnader med anledning av avtalet anses ha uppstått i företagets nätverksamhet.

Om *en systemansvarig för överföringssystem* är en statlig myndighet och har finansierat en förstärkning av elnätet enligt ett sådant avtal som avses i 4 kap. 10 § andra stycket, ska, när intäktsramen bestäms, företagets kostnader med anledning av avtalet anses ha uppstått i företagets nätverksamhet.

30 §

Om *ett transmissionsnätsföretag* är en statlig myndighet och har finansierat en förstärkning av elnätet enligt ett sådant avtal som avses i 4 kap. 10 § andra stycket, ska intäkter med anledning av avtalet anses vara intäkter från *överföring* av el vid avstämning mot intäktsramen.

Om *en systemansvarig för överföringssystem* är en statlig myndighet och har finansierat en förstärkning av elnätet enligt ett sådant avtal som avses i 4 kap. 10 § andra stycket, ska intäkter med anledning av avtalet anses vara intäkter från *transport* av el vid avstämning mot intäktsramen.

6 kap.

Mätning av *överförd* el

Skyldighet att mäta *överförd* el

1 §

Ett nätföretag ska mäta och registrera mängden *överförd* el.

2 §

Regeringen eller den myndighet som regeringen bestämmer får meddela föreskrifter om

1. mätning och registrering enligt 1 §,
2. skyldighet för *nätföretag* att beräkna mängden *överförd* el, och

Mätning av *transporterad* el

Skyldighet att mäta *transporterad* el

1 §

En systemansvarig ska mäta och registrera mängden *transporterad* el.

2 §

Regeringen eller den myndighet som regeringen bestämmer får meddela föreskrifter om

1. mätning och registrering enligt 1 §,
2. skyldighet för *systemansvariga* att beräkna mängden *transporterad* el, och

3. de funktionskrav som mätsystem och mätutrustning ska uppfylla.

3 §

I kommissionens genomförandeförordning (EU) 2023/1162 av den 6 juni 2023 om krav på driftskompatibilitet och icke-diskriminerande och transparenta förfaranden för tillgång till mät- och förbrukningsuppgifter finns bestämmelser om tillgång till mätresultat.

Ett *nätföretag* har de skyldigheter och ska utföra de uppgifter som enligt kommissionens genomförandeförordning (EU) 2023/1162 gäller för

En systemansvarig har de skyldigheter och ska utföra de uppgifter som enligt kommissionens genomförandeförordning (EU) 2023/1162 gäller för

1. administratörer av mätuppgifter, med undantag för vad som anges i artikel 5.3,
2. mätpunktsadministratörer,
3. leverantörer av uppgiftstillgång, och
4. tillståndsadministratörer.

3 a §

Ett nätföretag ska på begäran av en elproducent rapportera resultaten av de mätningar som görs enligt 1 § till ett företag som elproducenten har utsett.

En systemansvarig ska på begäran av en elproducent rapportera resultaten av de mätningar som görs enligt 1 § till ett företag som elproducenten har utsett.

4 §

Regeringen eller den myndighet som regeringen bestämmer får meddela föreskrifter om

1. skyldighet för *nätföretag* att rapportera
   a) mätresultat,
   b) beräkningar av mängden *överförd* el, och

1. skyldighet för *systemansvariga* att rapportera
   b) beräkningar av mängden *transporterad* el, och

2. vad som ska gälla på kommunikations- och komponentnivåerna vid informationsutbyte enligt kommissionens genomförandeförordning (EU) 2023/1162.

5 §

En elanvändare som begär att elförbrukningen ska mätas på något annat sätt än enligt föreskrifter som meddelats med stöd av 2 § 1 ska av *nätföretaget* debiteras merkostnaden för denna mätning och för rapporteringen av resultaten av dessa mätningar. Om mätningen av elanvändarens förbrukning då kräver en annan mätutrustning än vid mätning enligt de nämnda föreskrifterna, ska elanvändaren betala kostnaden för mätaren med tillhörande insamlingsutrustning och för dess installation i uttagspunkten.

En elanvändare som begär att elförbrukningen ska mätas på något annat sätt än enligt föreskrifter som meddelats med stöd av 2 § 1 ska av *den systemansvarige* debiteras merkostnaden för denna mätning och för rapporteringen av resultaten av dessa mätningar. Om mätningen av elanvändarens förbrukning då kräver en annan mätutrustning än vid mätning enligt de nämnda föreskrifterna, ska elanvändaren betala kostnaden för mätaren med tillhörande insamlingsutrustning och för dess installation i uttagspunkten.

En elanvändare får inte debiteras merkostnader för att den har

1. ingått ett avtal om leverans av el som förutsätter att mängden *överförd* el ska mätas per kvart eller per timme, eller

2. begärt att *nätföretaget* ska lämna information som visar elanvändarens förbrukning per kvart eller per timme.

1. ingått ett avtal om leverans av el som förutsätter att mängden *transporterad* el ska mätas per kvart eller per timme, eller

2. begärt att *den systemansvarige* ska lämna information som visar elanvändarens förbrukning per kvart eller per timme.

6 §

Ett nätföretag ska debitera en elproducent kostnaden för en mätare med tillhörande insamlingsutrustning och för dess installation i inmatningspunkten hos elproducenten. Detta gäller dock inte de elproducenter som avses i 4 kap. 37 §.

En systemansvarig ska debitera en elproducent kostnaden för en mätare med tillhörande insamlingsutrustning och för dess installation i inmatningspunkten hos elproducenten. Detta gäller dock inte de elproducenter som avses i 4 kap. 37 §.

7 §

Ett nätföretag får debitera enskilda elanvändare och elproducenter kostnader för mätning endast i den utsträckning som anges i 5 och 6 §§.

En systemansvarig får debitera enskilda elanvändare och elproducenter kostnader för mätning endast i den utsträckning som anges i 5 och 6 §§.

7 a §

Ett nätföretag ska debitera en sådan berättigad part som avses i kommissionens genomförandeförordning (EU) 2023/1162 kostnader som uppstår på grund av att *nätföretaget*

En systemansvarig ska debitera en sådan berättigad part som avses i kommissionens genomförandeförordning (EU) 2023/1162 kostnader som uppstår på grund av att *den systemansvarige*

1. hanterar en begäran om att ge den berättigade parten tillgång till mätresultat,
2. hanterar en begäran från den berättigade parten om att avsluta överföring av mätresultat, eller
3. ger den berättigade parten tillgång till mätresultat.

8 §

Nätmyndigheten ska ta upp en tvist om vilka kostnader som ska debiteras enligt 5, 6 eller 7 a §.

En tvist ska dock inte prövas om ansökan om prövning kommit in till nätmyndigheten senare än två år efter det att *nätföretaget* skickat ett skriftligt ställningstagande till den berörda parten under partens senaste kända adress.

En tvist ska dock inte prövas om ansökan om prövning kommit in till nätmyndigheten senare än två år efter det att *den systemansvarige* skickat ett skriftligt ställningstagande till den berörda parten under partens senaste kända adress.

9 §

Ett nätföretag ska se till att elanvändare får lämplig information i samband med installation av nya mätare.

En systemansvarig ska se till att elanvändare får lämplig information i samband med installation av nya mätare.

11 §

Regeringen eller den myndighet som regeringen bestämmer får meddela föreskrifter om skyldighet för *nätföretag* att lämna sådana upplysningar som är nödvändiga för att Sverige ska kunna uppfylla sina skyldigheter enligt artikel 10 i kommissionens genomförandeförordning (EU) 2023/1162.

Regeringen eller den myndighet som regeringen bestämmer får meddela föreskrifter om skyldighet för *systemansvariga* att lämna sådana upplysningar som är nödvändiga för att Sverige ska kunna uppfylla sina skyldigheter enligt artikel 10 i kommissionens genomförandeförordning (EU) 2023/1162.

8 kap. Balansansvar

1 §

Detta kapitel innehåller bestämmelser om balansansvar. Bestämmelserna kompletterar vad som framgår om balansansvar i EU:s elmarknadsförordning och kommissionens förordning (EU) 2017/2195 av den 23 november 2017 om fastställande av riktlinjer för balanshållning avseende el, samt de metoder som är framtagna med stöd av förordningen.

Avtal om balansansvar

2 §

Den som åtar sig att vara balansansvarig part eller leverantör av balanstjänster ska ingå avtal dels med den systemansvarige för överföringssystem, dels med den som utför avräkningen mellan balansansvariga parter och leverantörer av balanstjänster.

Villkoren i avtalen ska vara objektiva och icke-diskriminerande.

3 §

Ett avtal enligt 2 § mellan leverantören av balanstjänster och den systemansvarige för överföringssystem ska innehålla ett åtagande av leverantören av balanstjänster att betala en ersättning till den systemansvarige för överföringssystem om balansansvaret omfattar sådana obalanser som kan uppkomma vid tillhandahållande av tjänster för efterfrågeflexibilitet genom aggregering.

Ersättning enligt första stycket ska motsvara sådana kostnader som den systemansvarige för överföringssystem enligt 6 § första stycket ska kompensera elleverantörer för.

Metoden för att beräkna ersättning enligt första stycket ska utformas så att

1. den inte hindrar aggregering eller efterfrågeflexibilitet,

2. kompensationen för balansansvariga parter och elleverantörer avser endast de kostnader för att anskaffa el som uppkommer under aktiveringen av efterfrågeflexibiliteten, och

3. hänsyn tas till de fördelar som aggregeringstjänsten kan innebära för någon annan som åtagit sig balansansvar eller som levererar el i leveranspunkten.

4 §

Ett avtal enligt 2 § mellan

1. balansansvariga parter eller leverantörer av balanstjänster, och

2. den som utför avräkningen mellan balansansvariga parter och leverantörer av balanstjänster

ska innehålla villkoren för avräkningen.

Anskaffning av produktionskapacitet för att fullgöra ett åtagande

5 §

En leverantör av balanstjänster som använder någon annans produktionskapacitet särskilt för att fullgöra sina åtaganden enligt sådana avtal som avses i 2 § får inte ställa upp villkor som utesluter elproducenter från att tillhandahålla sådan kapacitet med hänvisning endast till kraftslag. Leverantören av balanstjänster ska anskaffa kapacitet på ett öppet, icke-diskriminerande och marknadsorienterat sätt.

Ersättning till elleverantörer

6 §

Den systemansvarige för överföringssystem ska ersätta elleverantörer som har anmält till den systemansvarige att de levererar el i en uttagspunkt för sådana kostnader för att anskaffa el som en leverantör av aggregeringstjänster orsakar genom att tillhandahålla tjänster för efterfrågeflexibilitet i uttagspunk-

ten, om kostnaderna uppkommer under aktiveringen av efterfrågeflexibiliteten genom ökad produktion eller minskad förbrukning.

Ersättningen ska beräknas enligt grunder som anges i sådana avtal som avses i 3 §.

Övertagande av balansansvar i en leveranspunkt

7 §

Ett övertagande av balansansvaret i en leveranspunkt där någon har åtagit sig balansansvaret får, när det inte samtidigt sker ett byte av elleverantör, göras endast från och med den första dagen i en kalendermånad.

Balansansvaret får i ett sådant fall övertas endast om den elleverantör som vill byta balansansvarig part har informerat den systemansvarige om bytet senast en månad före övertagandet.

8 §

Den systemansvarige för överföringssystem får i det enskilda fallet medge att balansansvaret i en leveranspunkt ska börja gälla tidigare än vad som följer av 7 §, om det finns särskilda skäl.

9 §

Regeringen eller den myndighet som regeringen bestämmer får meddela föreskrifter om skyldighet för en systemansvarig att sända under-

rättelser med anledning av en anmälan enligt 7 § andra stycket.

Underrättelser om att balansansvaret upphör

10 §

Om den systemansvarige för överföringssystem får kännedom om att ett avtal enligt 2 § ska upphöra att gälla, ska den systemansvarige för överföringssystem genast underrätta de systemansvariga på vilkas ledningsnät de leveranspunkter är belägna för vilka balansansvaret kommer att upphöra. Detta gäller dock endast om det rör sig om ett avtal som har ingåtts med någon som i ett avtal med en elleverantör har åtagit sig balansansvaret i leveranspunkter där elleverantören levererar eller tar emot el.

11 §

Den som i ett avtal med en elleverantör har åtagit sig balansansvaret i de leveranspunkter där elleverantören levererar eller tar emot el ska, när den får kännedom om att avtalet ska upphöra att gälla, utan dröjsmål underrätta den systemansvarige för överföringssystem och de systemansvariga på vars ledningsnät *de leveranspunkter är belägna där balansansvaret kommer att upphöra att gälla.*

12 §

En systemansvarig som tar emot en underrättelse enligt 10 eller 11 § ska utan dröjsmål underrätta berörda elleverantörer om att balansansvaret kommer att upphöra.

Återställande av balansansvar

13 §

En elleverantör som med omedelbar verkan förlorat sitt balansansvar får återställa balansansvaret inom en tidsfrist om tio vardagar, dock högst femton kalenderdagar. Tidsfristen börjar löpa dagen efter den dag då elleverantören har tagit del av eller haft möjlighet att ta del av den först mottagna underrättelsen enligt 12 §.

Den tidsfrist för att återställa balansansvaret som anges i första stycket gäller också en elleverantör vars avtal om balansansvar sagts upp och upphör att gälla före fristens utgång.

14 §

En elleverantör kan inte återställa sitt balansansvar enligt 13 § om elleverantören har trätt i likvidation, ställt in betalningarna, försatts i konkurs eller har förklarat sig inte ha för avsikt att återställa balansansvaret.

Om elleverantören under tidsfristen träder i likvidation, ställer in betalningarna, försätts i konkurs eller förklarar sig inte ha för avsikt

att återställa balansansvaret, upphör tidsfristen omedelbart att löpa.

15 §

För att balansansvaret ska bli återställt ska elleverantören underrätta berörda systemansvariga om vem som har åtagit sig balansansvaret i de leveranspunkter där elleverantören levererar eller tar emot el. Underrättelsen ska ha tagits emot inom tidsfristen.

16 §

Ett återställt balansansvar gäller från och med dagen efter det att en underrättelse enligt 15 § har tagits emot.

Upphörande av balansansvar

17 §

Om den systemansvarige inte har tagit emot en underrättelse från elleverantören om vem som är ny balansansvarig part i berörda leveranspunkter innan den tidsfrist som anges i 13 § har löpt ut, ska den systemansvarige dagen efter fristens utgång flytta berörda elanvändare och elproducenter till den leveransskyldige sistahandsleverantör som är utsedd enligt 9 kap. 3 §.

18 §

Om en elleverantör inte får återställa balansansvaret enligt 13 § eller om den tidsfrist som anges där upphör att löpa enligt 14 § andra stycket, ska den systemansvarige så snart som

möjligt flytta berörda elanvändare eller elproducenter till den leveransskyldige sistahandsleverantören.

19 §

Den systemansvarige ska utan dröjsmål underrätta

1. elanvändarna och elproducenterna om den leveransskyldige sistahandsleverantör till vilken flytt skett enligt 17 eller 18 §, och

2. elanvändarna om bestämmelserna i denna lag om byte av elleverantör.

20 §

En leveransskyldig sistahandsleverantör som har övertagit elanvändare eller elproducenter enligt 17 eller 18 § ska utan dröjsmål underrätta

1. elanvändarna om leverantörens villkor för leveransen, och

2. elproducenterna om leverantörens villkor för mottagande av el.

För leverans av el enligt punkt 1 ovan gäller 9 kap. 4 §.

Den leveransskyldige sistahandsleverantören ska utan dröjsmål efter övertagande av elanvändare eller producenter uppmana dessa att snarast teckna ett nytt elhandelsavtal med valfri elleverantör.

21 §

Om en systemansvarig enligt 17 eller 18 § flyttar elanvändare eller producenter till den leveransskyldige sistahandsleverantören, gäl-

ler ett balansansvar som en ny balansansvarig part åtagit sig från och med dagen för flytten.

Skyldighet för systemansvariga att underrätta den systemansvarige för överföringssystem

22 §

En systemansvarig ska hålla den systemansvarige för överföringssystem underrättad om vem som har åtagit sig balansansvaret för den systemansvariges egna inköp.

23 §

Regeringen eller den myndighet som regeringen bestämmer får meddela föreskrifter om skyldighet för en systemansvarig att hålla den systemansvarige för överföringssystem underrättad om byte av balansansvariga parter enligt detta kapitel.

9 kap.

1 §

För leverans av el krävs att elanvändare tecknar avtal med den systemansvarige och en elleverantör.

En elleverantör får ingå avtal om leverans av el i en uttagspunkt enbart med den elanvändare som enligt avtal med *det* berörda *nätföretaget* har rätt att ta ut el i uttagspunkten.

En elleverantör får ingå avtal om leverans av el i en uttagspunkt enbart med den elanvändare som enligt avtal med *den* berörda *systemansvarige* har rätt att ta ut el i uttagspunkten.

1 a §

Om en elleverantör säger upp avtal med en elanvändare är elleverantören skyldig att samma dag underrätta den systemansvarige om uppsägningen.

2 §

En elleverantör, som ska börja leverera el i en uttagspunkt eller överta leveranserna till en elanvändare i dennes uttagspunkt, ska omedelbart anmäla till *det* berörda *nätföretaget* att leverans ska påbörjas. Anmälan ska även innehålla en uppgift om vem som har åtagit sig balansansvaret i uttagspunkten.

En elleverantör, som ska börja leverera el i en uttagspunkt eller överta leveranserna till en elanvändare i dennes uttagspunkt, ska omedelbart anmäla till *den* berörda *systemansvarige* att leverans ska påbörjas. Anmälan ska även innehålla en uppgift om vem som har åtagit sig balansansvaret i uttagspunkten.

En elleverantör får överta leveranserna till en elanvändare i dennes uttagspunkt fjorton dagar efter anmälan.

Första och andra styckena gäller inte elleverantörer som avser att leverera el enligt fastkraftsavtal. Leverans får i dessa fall påbörjas endast efter att elleverantören anmält det till den elleverantör som enligt 14 § första stycket är leveransskyldig i elanvändarens uttagspunkt och till den som åtagit sig balansansvaret i den uttagspunkten.

Leveransskyldig sistahandsleverantör

3 §

Den elleverantör som har störst marknadsandel inom en systemansvarigs nätkoncession för område eller nätkoncessioner för områden som redovisas samlat enligt 3 kap. 51 § ska, efter förfrågan från elanvändare med en förväntad årsförbrukning under 100 000 kilowatttimmar el, mot betalning leverera

el inom den systemansvariges område.

Störst marknadsandel har den elleverantör, beräknat per den 1 december, som under den föregående tolvmånadersperioden har levererat störst antal kilowattimmar el till elanvändare med en förväntad årsförbrukning under 100 000 kilowattimmar.

4 §

En leveransskyldig sistahandsleverantör ska låta sådana elanvändare som avses i 3 § fritt välja elavtal ur elleverantörens standardutbud.

14 §

En elleverantör som levererar el till en elanvändare i en uttagspunkt är, oavsett vad som avtalats, skyldig att fortsätta leverera el till dess

1. elanvändaren slutar att ta ut el i uttagspunkten,

2. någon annan elleverantör börjar leverera el till elanvändaren i uttagspunkten, eller

3. *överföringen* av el enligt 11 kap. 2 eller 3 § eller enligt avtal får avbrytas på grund av att elanvändaren har åsidosatt sina skyldigheter gentemot elleverantören.

3. *distributionen* av el enligt 11 kap. 2 eller 3 § eller enligt avtal får avbrytas på grund av att elanvändaren har åsidosatt sina skyldigheter gentemot elleverantören.

Första stycket gäller inte leverans av el enligt ett fastkraftsavtal.

18 §

En elleverantör som har leveransavtal med fler än 200 000 elanvändare ska kunna erbjuda avtal med dynamiska elpriser till elanvändare som har en mätare och

En elleverantör som har leveransavtal med fler än 200 000 elanvändare ska kunna erbjuda avtal med dynamiska elpriser till elanvändare som har en mätare och

mätutrustning som kan mäta mängden *överförd* el och registrera den med ett tidsintervall som minst motsvarar frekvensen för avräkning på marknaden.	mätutrustning som kan mäta mängden *transporterad* el och registrera den med ett tidsintervall som minst motsvarar frekvensen för avräkning på marknaden.

32 §

Innan en leverantör av aggregeringstjänster börjar tillhandahålla sådana tjänster i en elanvändares uttagspunkt ska leverantören göra en anmälan till *det nätföretag* som elanvändaren har avtal med. Motsvarande gäller innan leverantören övertar leveranser av aggregeringstjänster från en annan leverantör av sådana tjänster.	Innan en leverantör av aggregeringstjänster börjar tillhandahålla sådana tjänster i en elanvändares uttagspunkt ska leverantören göra en anmälan till *den systemansvarige* som elanvändaren har avtal med. Motsvarande gäller innan leverantören övertar leveranser av aggregeringstjänster från en annan leverantör av sådana tjänster.

10 kap.

10 §

Om uttagspunkten är elektriskt frånkopplad i en eller flera faser från spänningssatt koncessionerat nät under en sammanhängande period om minst tolv timmar har elanvändaren rätt till avbrottsersättning.

Elanvändaren har inte rätt till avbrottsersättning om

1. avbrottet beror på elanvändarens försummelse,

2. *överföringen* av el avbryts för att vidta åtgärder som är motiverade av elsäkerhetsskäl eller för att upprätthålla en god drift- och leveranssäkerhet och avbrottet inte pågår längre än åtgärden kräver,	2. *distributionen* av el avbryts för att vidta åtgärder som är motiverade av elsäkerhetsskäl eller för att upprätthålla en god drift- och leveranssäkerhet och avbrottet inte pågår längre än åtgärden kräver,

3. avbrottet är hänförligt till ett fel i en koncessionshavares ledningsnät och felet beror på ett hinder utanför den koncessionshavarens kontroll som koncessionshavaren inte skäligen kunde förväntas ha räknat med och vars följder koncessionshavaren inte heller skäligen kunde ha undvikit eller övervunnit, eller

4. avbrottet är hänförligt till ett fel i ett ledningsnät vars ledningar har en spänning om 220 kilovolt eller mer.

12 §

När avbrottsersättning beräknas ska en period med avbruten *överföring* av el (avbrottsperiod) anses avslutad vid den tidpunkt då avbrottet upphört, om *överföringen* därefter har fungerat oavbrutet under de närmast följande två timmarna.	När avbrottsersättning beräknas ska en period med avbruten *distribution* av el (avbrottsperiod) anses avslutad vid den tidpunkt då avbrottet upphört, om *distributionen* därefter har fungerat oavbrutet under de närmast följande två timmarna.

Avbrottsersättningen ska för en avbrottsperiod om minst tolv timmar och högst tjugofyra timmar betalas med 12,5 procent av elanvändarens beräknade årliga nätkostnad, dock lägst 2 procent av prisbasbeloppet enligt 2 kap. 6 och 7 §§ socialförsäkringsbalken avrundat till närmast högre hundratal kronor.

Om avbrottsperioden är längre än tjugofyra timmar ska för varje därefter påbörjad tjugofyratimmarsperiod ytterligare ersättning betalas med 25 procent av elanvändarens beräknade årliga nätkostnad, dock lägst 2 procent av prisbasbeloppet avrundat till närmast högre hundratal kronor.

Avbrottsersättningen ska för en avbrottsperiod uppgå till högst 300 procent av elanvändarens beräknade årliga nätkostnad.

13 §

Om skyldigheten att betala avbrottsersättning är oskäligt betungande med hänsyn till de ekonomiska förhållandena hos den som är ersättningsskyldig enligt 11 § eller den som slutligt *skall* betala ersättningen enligt 16 §, får ersättningen jämkas efter vad som är skäligt.	Om skyldigheten att betala avbrottsersättning är oskäligt betungande med hänsyn till de ekonomiska förhållandena hos den som är ersättningsskyldig enligt 11 § eller den som slutligt *ska* betala ersättningen enligt 16 §, får ersättningen jämkas efter vad som är skäligt.
Ersättningen får också jämkas efter vad som är skäligt, om arbetet med att få i gång *överföringen* av el har behövt försenas för att	Ersättningen får också jämkas efter vad som är skäligt, om arbetet med att få i gång *distributionen* av el har behövt försenas

inte utsätta arbetstagarna för betydande risker.

för att inte utsätta arbetstagarna för betydande risker.

11 kap.

Avbrytande av *överföring* av el till konsumenter

Avbrytande av *distribution* av el till konsumenter

1 §

Detta kapitel gäller avbrytande av *överföring* av el till konsumenter.

Detta kapitel gäller avbrytande av *distribution* av el till konsumenter.

Avtalsvillkor som i jämförelse med bestämmelserna i kapitlet är till nackdel för konsumenten är utan verkan mot denne.

Avbrytande av *överföring* av el på grund av konsumentens avtalsbrott

Avbrytande av *distribution* av el på grund av konsumentens avtalsbrott

2 §

Överföring av el till en konsument får avbrytas, om

1. konsumenten har åsidosatt sina skyldigheter enligt avtalet med *nätföretaget* eller elleverantören om *överföring* eller leverans av el,

Distribution av el till en konsument får avbrytas, om

1. konsumenten har åsidosatt sina skyldigheter enligt avtalet med *den systemansvarige* eller elleverantören om *distribution* eller leverans av el,

2. det rör sig om ett väsentligt avtalsbrott,

3. konsumenten har uppmanats att inom en viss skälig tid vidta rättelse och, om det inte rör sig om utebliven betalning, tillsammans med uppmaningen informerats om att *överföringen* annars kan komma att avbrytas,

3. konsumenten har uppmanats att inom en viss skälig tid vidta rättelse och, om det inte rör sig om utebliven betalning, tillsammans med uppmaningen informerats om att *distributionen* annars kan komma att avbrytas,

4. den tid som avses i 3 har löpt ut,

5. rättelse inte har skett, och

6. omständigheterna är sådana att det saknas anledning att befara att ett avbrott skulle medföra en personskada som inte är obetydlig eller en omfattande sakskada.

Om konsumenten har handlat otillbörligt, får *överföringen* avbrytas trots att omständigheterna inte är sådana som anges i första stycket 6.

Om konsumenten har handlat otillbörligt, får *distributionen* avbrytas trots att omständigheterna inte är sådana som anges i första stycket 6.

3 §

Vid utebliven betalning får *överföringen* av el till en konsument avbrytas endast om

1. betalningen avser *överföring* eller leverans av el,

2. förutsättningarna för avbrytande enligt 2 § är uppfyllda och konsumenten i god tid har informerats om vilka alternativ som finns för att undvika att *överföringen* avbryts,

3. konsumenten efter att den tid för rättelse som avses i 2 § första stycket 3 löpt ut har uppmanats att betala inom tre veckor från det att konsumenten har delgetts uppmaningen tillsammans med information om att *överföringen* annars kan avbrytas,

4. ett meddelande om den uteblivna betalningen samtidigt med uppmaningen enligt 3 har lämnats till socialnämnden i den kommun där konsumenten får elen *överförd*,

Vid utebliven betalning får *distributionen* av el till en konsument avbrytas endast om

1. betalningen avser *distribution* eller leverans av el,

2. förutsättningarna för avbrytande enligt 2 § är uppfyllda och konsumenten i god tid har informerats om vilka alternativ som finns för att undvika att *distributionen* avbryts,

3. konsumenten efter att den tid för rättelse som avses i 2 § första stycket 3 löpt ut har uppmanats att betala inom tre veckor från det att konsumenten har delgetts uppmaningen tillsammans med information om att *distributionen* annars kan avbrytas,

4. ett meddelande om den uteblivna betalningen samtidigt med uppmaningen enligt 3 har lämnats till socialnämnden i den kommun där konsumenten får elen *distribuerad*,

5. de tre veckorna som avses i 3 har löpt ut,

6. socialnämnden inte inom de tre veckorna skriftligen har meddelat den som lämnade meddelandet enligt 4 att nämnden tar på sig betalningsansvaret för skulden,

7. betalningen inte har skett, och

8. fordringen inte är tvistig.

4 §

Ett nätföretag och en elleverantör har rätt till skälig ersättning av en konsument för kostnaderna för

1. uppmaningar och information till konsumenten enligt 2 och 3 §§, dock inte i fråga om information som rör vilka alternativ som finns för att undvika att *överföringen* avbryts,

En systemansvarig och en elleverantör har rätt till skälig ersättning av en konsument för kostnaderna för

1. uppmaningar och information till konsumenten enligt 2 och 3 §§, dock inte i fråga om information som rör vilka alternativ som finns för att undvika att *distributionen* avbryts,

2. meddelanden till socialnämnden enligt 3 §, och
3. avstängningsåtgärden.

Avbrytande av *överföring* av el av säkerhetsskäl

Avbrytande av *distribution* av el av säkerhetsskäl

5 §

Nätföretaget får avbryta *överföringen* av el till en konsument om det behövs för att företaget ska kunna

Den systemansvarige får avbryta *distributionen* av el till en konsument om det behövs för att företaget ska kunna

1. vidta åtgärder som är motiverade av elsäkerhetsskäl, eller
2. upprätthålla en god drift- och leveranssäkerhet.

Ett sådant avbrott får inte pågå längre än vad åtgärden kräver.

Om *nätföretaget* kan förutse annat än kortvariga avbrott i *överföringen*, ska konsumenten underrättas om detta i god tid före avbrottet. Konsumenten ska underrättas personligen eller, om det är lämpligt, genom anslag.

Om *den systemansvarige* kan förutse annat än kortvariga avbrott i *distributionen*, ska konsumenten underrättas om detta i god tid före avbrottet. Konsumenten ska underrättas personligen eller, om det är lämpligt, genom anslag.

Skadestånd vid avbruten *överföring* av el

6 §

Om *överföringen* av el avbryts med hänvisning till konsumentens avtalsbrott utan att förutsättningarna i 2 eller 3 § är uppfyllda har konsumenten rätt till ersättning för skada som har orsakats av *nätföretaget*.

Om *överföringen* av el har avbrutits på begäran av elleverantören, ska i stället denne ersätta konsumenten för den uppkomna skadan.

7 §

Om *nätföretaget* inte har underrättat konsumenten enligt 5 § tredje stycket, har konsumenten rätt till ersättning för skada som har orsakats av *nätföretaget*.

8 §

En konsument har rätt till ersättning för skada som har orsakats av *nätföretaget*, om *överföringen* av el avbryts utan att det beror på konsumentens avtalsbrott och utan att det finns rätt att avbryta *överföringen* enligt 5 § första stycket. Detta gäller dock inte om *nätföretaget* visar att avbrottet beror på ett hinder utanför dess kontroll som *nätföretaget* inte skäligen kunde förväntas ha räknat med och vars

Skadestånd vid avbruten *distribution* av el

6 §

Om *distributionen* av el avbryts med hänvisning till konsumentens avtalsbrott utan att förutsättningarna i 2 eller 3 § är uppfyllda har konsumenten rätt till ersättning för skada som har orsakats av *den systemansvarige*.

Om *distributionen* av el har avbrutits på begäran av elleverantören, ska i stället denne ersätta konsumenten för den uppkomna skadan.

7 §

Om *den systemansvarige* inte har underrättat konsumenten enligt 5 § tredje stycket, har konsumenten rätt till ersättning för skada som har orsakats av *den systemansvarige*.

8 §

En konsument har rätt till ersättning för skada som har orsakats av *den systemansvarige*, om *distributionen* av el avbryts utan att det beror på konsumentens avtalsbrott och utan att det finns rätt att avbryta *distributionen* enligt 5 § första stycket. Detta gäller dock inte om *den systemansvarige* visar att avbrottet beror på ett hinder utanför dess kontroll som *den systemansvarige* inte skäligen kunde förväntas ha räk-

följder företaget inte heller skäligen kunde ha undvikit eller övervunnit.

Om avbrottet beror på någon som *nätföretaget* har anlitat för att utföra underhåll, reparation eller liknande arbete, är *nätföretaget* fritt från skadeståndsskyldighet endast om också den som företaget har anlitat skulle vara fri enligt första stycket.

nat med och vars följder företaget inte heller skäligen kunde ha undvikit eller övervunnit.

Om avbrottet beror på någon som *den systemansvarige* har anlitat för att utföra underhåll, reparation eller liknande arbete, är *den systemansvarige* fritt från skadeståndsskyldighet endast om också den som företaget har anlitat skulle vara fri enligt första stycket.

12 kap.

1 §

Den eller de myndigheter som regeringen bestämmer utövar tillsyn över att denna lag och föreskrifter eller villkor som har meddelats i anslutning till lagen följs när det gäller frågor om driftsäkerheten hos det nationella elsystemet.

I övrigt utövar nätmyndigheten tillsyn över att lagen och föreskrifter eller villkor som har meddelats i anslutning till lagen följs. Tillsynen omfattar inte att 7, 10 och 11 kap. följs. När det gäller elleverantörers skyldigheter enligt 8 kap. omfattar tillsynen endast att elleverantörerna följer 8 kap. *40* §.

I övrigt utövar nätmyndigheten tillsyn över att lagen och föreskrifter eller villkor som har meddelats i anslutning till lagen följs. Tillsynen omfattar inte att 7, 10 och 11 kap. följs. När det gäller elleverantörers skyldigheter enligt 8 kap. omfattar tillsynen endast att elleverantörerna följer 8 kap. *20* §.

Nätmyndigheten är tillsynsmyndighet enligt EU:s elmarknadsförordning.

Tidsfrister för beslut efter anmälan mot *ett nätföretag*

Tidsfrister för beslut efter anmälan mot *en systemansvarig*

14 §

Nätmyndigheten ska fatta beslut i ett ärende inom två månader från det att en anmälan kom in till myndigheten om anmälan

1. har lämnats in av någon som har ett intresse i saken, och

2. innehåller ett påstående om att *ett nätföretag* inte följer bestäm-

2. innehåller ett påstående om att *en systemansvarig* inte följer be-

melser som omfattas av nätmyndighetens tillsyn enligt 1 §.	stämmelser som omfattas av nätmyndighetens tillsyn enligt 1 §.

Om nätmyndigheten behöver ytterligare tid för att avgöra ärendet, får myndigheten förlänga tiden med två månader eller, om sökanden medger det, med den ytterligare tid som kan behövas för att ärendet ska kunna avgöras.

Första och andra styckena gäller inte om en tvist i fråga om den skyldighet som anmälan avser ska tas upp av nätmyndigheten enligt 3 kap. 44 §, 4 kap. 13 eller 39 § eller 6 kap. 8 §.

Skyldighet att informera myndighet om avbrytande av *överföringen* av el	**Skyldighet att informera myndighet om avbrytande av *distributionen* av el**
16 §	
Regeringen eller den myndighet som regeringen bestämmer får meddela föreskrifter om skyldighet för nätkoncessionshavare att informera en myndighet om avbrytande av *överföringen* av el till elanvändare och skälen till avbrytandet.	Regeringen eller den myndighet som regeringen bestämmer får meddela föreskrifter om skyldighet för nätkoncessionshavare att informera en myndighet om avbrytande av *distributionen* av el till elanvändare och skälen till avbrytandet.
17 §	
Regeringen eller den myndighet som regeringen bestämmer får meddela föreskrifter om skyldighet för *nätföretag* att till nätmyndigheten lämna information som myndigheten behöver för att fullgöra sina uppgifter enligt artikel 59.1 i elmarknadsdirektivet.	Regeringen eller den myndighet som regeringen bestämmer får meddela föreskrifter om skyldighet för *systemansvariga* att till nätmyndigheten lämna information som myndigheten behöver för att fullgöra sina uppgifter enligt artikel 59.1 i elmarknadsdirektivet.

13 kap.

1 §

Till böter eller fängelse i högst ett år döms den som uppsåtligen eller av oaktsamhet

1. bryter mot 2 kap. 1 eller 3 §, eller

2. bryter mot villkor som meddelats med stöd av 2 kap. 18 §.

Till böter döms den som uppsåtligen eller av oaktsamhet

1. bryter mot 2 kap. 47 §, eller

2. bryter mot föreskrifter som har meddelats med stöd av *8 kap. 10 §.*

2. bryter mot föreskrifter som har meddelats med stöd av *3 kap. 70 §.*

I ringa fall ska gärningen inte utgöra brott.

5 §

Följande beslut av nätmyndigheten får överklagas till regeringen:

1. beslut enligt 2 kap. 1, 6–9, 22, 25–29, 31, 39, 41, 43, 44 och 48 §§, om ärendet avser en ledning som ingår i ett *transmissionsnät*,

1. beslut enligt 2 kap. 1, 6–9, 22, 25–29, 31, 39, 41, 43, 44 och 48 §§, om ärendet avser en ledning som ingår i ett *överföringssystem*,

2. beslut att inte inleda en omprövning efter en ansökan som avses i 2 kap. 32 §, om ärendet avser en ledning som ingår i ett *transmissionsnät* eller avser en utlandsförbindelse, och

2. beslut att inte inleda en omprövning efter en ansökan som avses i 2 kap. 32 §, om ärendet avser en ledning som ingår i ett *överföringssystem* eller avser en utlandsförbindelse, och

3. beslut i frågor om tillträde till mark enligt 2 kap. 57 och 62 §§.

7 §

Andra beslut av en förvaltningsmyndighet enligt denna lag än de som avses i 5 och 6 §§ får överklagas till allmän förvaltningsdomstol.

Den systemansvariga myndighetens beslut enligt 8 kap. 2 och 5 §§ får dock inte överklagas.

Prövningstillstånd krävs vid överklagande till kammarrätten.

---

1. Denna lag träder i kraft den 1 januari 2027.

2. Fastställda rutiner enligt 3 kap. 10 a § ska sändas in till nätmyndigheten senast den 1 januari 2028.

3. Berörda systemansvariga för distributionssystem och systemansvariga för överföringssystem ska senast den 1 januari 2028 ha ingått ett sådant avtal som avses i 3 kap. 11 a §.

4. En anvisad elleverantör ska utan dröjsmål efter den 1 januari 2027, dock senast den 1 mars 2027, meddela anvisade kunder följande:

– att systemet med anvisning av elavtal upphörde att gälla från och med den 1 januari 2027,

– att kunden måste teckna ett avtal med valfri elleverantör senast den 1 juni 2027, och

– att kunden, om avtal inte tecknas med en elleverantör före den 1 juni 2027, kommer att flyttas över av den systemansvarige till en leveranspliktig sistahandsleverantör och få elleverans av denne genom ett avtal med rörligt pris.

Med rörligt pris avses här ett pris per förbrukad kilowattimme som inte är förutbestämt för en specificerad avtalsperiod.

5. En anvisad elleverantör är skyldig att fortsätta leverera el enligt den äldre lydelsen av 9 kap. 3–10 §§ ellagen och med oförändrade villkor fram till och med att anvisningskunderna säger upp sitt avtal, tecknar avtal med en ny elleverantör eller har flyttats till den leveransskyldige sistahandsleverantören. Leverans får dock upphöra om förutsättningar för avbrytande av distribution av el enligt 11 kap. är uppfyllda.

6. En leveransskyldig sistahandsleverantör som övertagit tidigare anvisningskunder som inte tecknat elavtal före den 1 juni 2027, är skyldig att till dessa tillhandahålla ett avtal med rörligt pris samt underrätta de tidigare anvisningskunderna om

– elleverantörens villkor för leveransen, och

– om möjligheten att teckna elavtal med valfri elleverantör

Med rörligt pris avses här ett pris per förbrukad kilowattimme som inte är förutbestämt för en specificerad avtalsperiod.

7. För kunder som flyttas till den leveransskyldige sistahandsleverantören till följd av punkt 4 gäller en uppsägningstid för avtalet hos den leveransskyldige sistahandsleverantören om 14 dagar. Detta gäller dock inte om kunden skriftligen godtar leveransvillkoren eller om kunden väljer att ingå ett annat avtal med sistahandsleverantören.

1.3 Förslag till lag om ändring i lagen (2011:710) om certifiering av transmissionsnätsföretag för el

Härigenom föreskrivs att rubriken till lagen (2011:710) om certifiering av transmissionsnätsföretag för el samt 1 kap. 1 §, 2 kap. 1–2 §§, 3 kap. 5–7 och 9 §§, 4 kap. 5 § och 5 kap. 1 § ska ha följande lydelse.

Nuvarande lydelse	*Föreslagen lydelse*
Lag om certifiering av *transmissionsnätsföretag* för el	**Lag om certifiering av *systemansvariga för överföringssystem* för el**
1 kap.	
1 §	
I denna lag finns bestämmelser om certifiering av *transmissionsnätsföretag*.	I denna lag finns bestämmelser om certifiering av *systemansvariga för överföringssystem*.
Bestämmelser om certifiering finns även i artikel 51 i Europaparlamentets och rådets förordning (EU) 2019/943 av den 5 juni 2019 om den inre marknaden för el (EU:s elmarknadsförordning).	
2 kap.	
1 §	
Ett nätföretag får inte bedriva *överföring* av el för annans räkning genom ett *transmissionsnät* utan certifiering enligt denna lag.	*En systemansvarig* får inte bedriva *transport* av el för annans räkning genom ett *överföringssystem* utan certifiering enligt denna lag.
	Kravet gäller inte en sådan systemansvarig för överföringssystem som avses i 3 kap. 37 a § ellagen (1997:857).
2 §	
Certifiering får beviljas efter ansökan av den som avser att bedriva *transmission*, om kraven i 3 kap. 12 och 30–36 §§ ellagen (1997:857) är uppfyllda.	Certifiering får beviljas efter ansökan av den som avser att bedriva *överföring*, om kraven i 3 kap. 12 och 30–36 §§ ellagen (1997:857) är uppfyllda.

I fråga om en person från ett tredjeland, eller ett företag som kontrolleras av eller kan antas komma att kontrolleras av en eller flera personer från ett tredjeland, krävs vidare att en certifiering inte äventyrar en trygg energiförsörjning i någon medlemsstat i Europeiska unionen.

Regeringen eller den myndighet som regeringen bestämmer får meddela ytterligare föreskrifter om krav för certifiering när det gäller en sådan person eller ett sådant företag som avses i andra stycket.

3 kap.

5 §

Ett certifierat transmissionsnätsföretag ska till nätmyndigheten anmäla planerade transaktioner som har betydelse för bedömningen av om företaget uppfyller kraven i 3 kap. 12 och 30–36 §§ ellagen (1997:857).

En certifierad systemansvarig för överföringssystem ska till nätmyndigheten anmäla planerade transaktioner som har betydelse för bedömningen av om företaget uppfyller kraven i 3 kap. 12 och 30–36 §§ ellagen (1997:857).

6 §

Nätmyndigheten ska ompröva en certifiering

1. efter en anmälan enligt 5 §,
2. efter en begäran från Europeiska kommissionen, eller
3. om det annars finns anledning att anta att *ett transmissionsnätsföretag* inte uppfyller kraven i 3 kap. 12 och 30–36 §§ ellagen (1997:857).

3. om det annars finns anledning att anta att *en systemansvarig för överföringssystem* inte uppfyller kraven i 3 kap. 12 och 30–36 §§ ellagen (1997:857).

7 §

Nätmyndigheten ska återkalla en certifiering, om *transmissionsnätsföretaget* inte längre uppfyller kraven i 3 kap. 12 och 30–36 §§ ellagen (1997:857).

Nätmyndigheten ska återkalla en certifiering, *om den systemansvarige för ett överföringssystem* inte längre uppfyller kraven i 3 kap. 12 och 30–36 §§ ellagen (1997:857).

9 §

Europeiska kommissionen och nätmyndigheten får begära att från *ett transmissionsnätsföretag* eller ett företag som producerar eller handlar med el få de upplysningar och få ta del av de handlingar som de anser behövas för att förutsättningarna för certifiering ska kunna bedömas.

Europeiska kommissionen och nätmyndigheten får begära att från *en systemansvarig för överföringssystem* eller ett företag som producerar eller handlar med el få de upplysningar och få ta del av de handlingar som de anser behövas för att förutsättningarna för certifiering ska kunna bedömas.

4 kap.

5 §

Ett transmissionsnätsföretag ska till nätmyndigheten anmäla omständigheter som kan leda till att en eller flera personer från ett tredjeland får kontroll över *transmissionsnätsföretaget* eller *transmissionsnätet*.

En systemansvarig för överföringssystem ska till nätmyndigheten anmäla omständigheter som kan leda till att en eller flera personer från ett tredjeland får kontroll över *den systemansvarige för överföringssystem* eller *överföringssystemet.*

5 kap.

1 §

Nätmyndigheten utövar tillsyn över att *transmissionsnätsföretag* följer denna lag.

Nätmyndigheten utövar tillsyn över att *systemansvariga för överföringssystem* följer denna lag.

Denna lag träder i kraft den 1 januari 2027.

1.4 Förslag till lag om ändring i lagen (2021:311) om särskilt investeringsutrymme för elnätsverksamhet

Härigenom föreskrivs i fråga om lagen (2021:311) om särskilt investeringsutrymme för elnätsverksamhet att 1 § ska ha följande lydelse.

Nuvarande lydelse	*Föreslagen lydelse*
1 §	
Denna lag syftar till att skapa särskilda drivkrafter för *elnätsföretag* att göra investeringar som ökar kapaciteten i elnätet.	Denna lag syftar till att skapa särskilda drivkrafter för *systemansvariga* att göra investeringar som ökar kapaciteten i elnätet.

Lagen ska tillämpas i fråga om investeringar som en nätkoncessionshavare gör under tillsynsperioderna 2020–2023 och 2024–2027.

Denna lag träder i kraft den 1 januari 2027.

1.5 Förslag till förordning om ändring i förordningen (1999:716) om mätning, beräkning och rapportering av överförd el

Härigenom föreskrivs att rubriken till förordningen (1999:716) om mätning, beräkning och rapportering av överförd el samt 1 c, 1 e, 2, 4–6 d, 9, 11, 13, 15, 24, 26 och 28–33 §§ ska ha följande lydelse.

Nuvarande lydelse	*Föreslagen lydelse*
Förordning om mätning, beräkning och rapportering av *överförd* el	**Förordning om mätning, beräkning och rapportering av *transporterad* el**
1 c §	
Med gränspunkt avses i denna förordning den punkt där	
1. olika schablonberäkningsområden ansluter till varandra,	
2. ett schablonberäkningsområde ansluter till en ledning med nätkoncession för linje,	
3. ledningsnät med nätkoncession för linje som har olika avgifter för *överföring* av el ansluter till varandra, eller	3. ledningsnät med nätkoncession för linje som har olika avgifter för *transport* av el ansluter till varandra, eller
4. nätkoncessionsområden eller ledningsnät med nätkoncession för linje som har olika avgifter för *överföring* av el ansluter till varandra.	4. nätkoncessionsområden eller ledningsnät med nätkoncession för linje som har olika avgifter för *transport* av el ansluter till varandra.
1 e §	
Med andelstal avses i denna förordning den andel av en förbrukningsprofil som belöper på varje elleverantör och balansansvarig.	Med andelstal avses i denna förordning den andel av en förbrukningsprofil som belöper på varje elleverantör och balansansvarig *part*.

2 §

Denna förordning innehåller bestämmelser om mätning, registrering, beräkning och rapportering som *ett nätföretag* utför enligt 6 kap. ellagen (1997:857).	Denna förordning innehåller bestämmelser om mätning, registrering, beräkning och rapportering som *en systemansvarig* utför enligt 6 kap. ellagen (1997:857).

Förordningen ska i fråga om

1. nätkoncession för område tillämpas vid mätning, registrering, beräkning och rapportering av resultat inom *nätföretagets* schablonberäkningsområde, och	1. nätkoncession för område tillämpas vid mätning, registrering, beräkning och rapportering av resultat inom *den systemansvariges* schablonberäkningsområde, och

2. nätkoncession för linje tillämpas vid mätning, registrering och rapportering.

4 §

Mätning av *överförd* el *skall* ske i	Mätning av *transporterad* el *ska* ske i

1. inmatningspunkt,
2. uttagspunkt,
3. gränspunkt.

Mätningen *skall* avse flödet i	Mätningen *ska* avse flödet i

1. inmatningspunkt,
2. uttagspunkt,
3. gränspunkt.

5 §

Mätning i gränspunkt ska utföras av *det nätföretag* vars nät har den högsta nätspänningen.	Mätning i gränspunkt ska utföras av *den systemansvarige* vars nät har den högsta nätspänningen.
Om nätspänningen är densamma avgör nätmyndigheten *vilket nätföretag* som ska utföra mätningen om *nätföretagen* inte kan komma överens i frågan.	Om nätspänningen är densamma avgör nätmyndigheten *vilken systemansvarig* som ska utföra mätningen om *de systemansvariga* inte kan komma överens i frågan.

Nätmyndighetens beslut får inte överklagas.

6 §

I en inmatningspunkt ska mätning avse *överförd* el under varje kvart eller det kortare tidsintervall som elproducenten begär.

I en inmatningspunkt ska mätning avse *transporterad* el under varje kvart eller det kortare tidsintervall som elproducenten begär.

6 a §

I en uttagspunkt som inte ingår i förbrukningsprofilen ska mätning avse *överförd* el under varje kvart eller det kortare tidsintervall som elanvändaren begär.

I en uttagspunkt som inte ingår i förbrukningsprofilen ska mätning avse *transporterad* el under varje kvart eller det kortare tidsintervall som elanvändaren begär.

6 b §

I en uttagspunkt som ingår i förbrukningsprofilen ska mätning avse *överförd* el under högst en månad.

I en uttagspunkt som ingår i förbrukningsprofilen ska mätning avse *transporterad* el under högst en månad.

6 c §

Om en elanvändare som omfattas av 6 b § har ingått ett avtal om leverans av el som förutsätter att den *överförda* elen mäts varje timme eller kvart, eller begär sådan mätning, ska mätning i uttagspunkten göras i enlighet med avtalet eller begäran. Mätresultaten ska rapporteras enligt 9 § 3.

Om en elanvändare som omfattas av 6 b § har ingått ett avtal om leverans av el som förutsätter att den *transporterade* elen mäts varje timme eller kvart, eller begär sådan mätning, ska mätning i uttagspunkten göras i enlighet med avtalet eller begäran. Mätresultaten ska rapporteras enligt 9 § 3.

6 d §

Mätning i en gränspunkt ska avse *överförd* el under varje kvart.

Mätning i en gränspunkt ska avse *transporterad* el under varje kvart.

9 §

Ett nätföretag ska rapportera resultaten av sina mätningar. Rapporterna ska visa mätresultaten för

En systemansvarig ska rapportera resultaten av sina mätningar. Rapporterna ska visa mätresulta-

varje kvart på dygnet och i fråga om

ten för varje kvart på dygnet och i fråga om

1. inmatningspunkt sändas till

a) den elproducent som matat in el i inmatningspunkten,

b) den elleverantör som tagit emot elen i inmatningspunkten,

c) Affärsverket svenska kraftnät, om mätresultaten avser en produktionsanläggning som kan leverera en effekt om 1 megawatt eller mer, och

d) kontoföringsmyndigheten för elcertifikat och ursprungsgarantier, om mätresultaten avser el som matas in från en produktionsanläggning som har rätt till tilldelning av elcertifikat enligt lagen (2011:1200) om elcertifikat eller som har rätt till tilldelning av ursprungsgarantier enligt lagen (2010:601) om ursprungsgarantier för el,

2. den samlade inmatade produktionen uppdelad per typ av elproduktion, elleverantör som tar emot elen och balansansvarig sändas till Affärsverket svenska kraftnät, om mätresultaten avser produktionsanläggningar som var och en levererar en effekt som understiger 1 megawatt,

2. den samlade inmatade produktionen uppdelad per typ av elproduktion, elleverantör som tar emot elen och balansansvarig *part* sändas till Affärsverket svenska kraftnät, om mätresultaten avser produktionsanläggningar som var och en levererar en effekt som understiger 1 megawatt,

3. uttagspunkt sändas till

a) den berörda elanvändaren, och

b) den elleverantör som levererat el i uttagspunkten,

4. den samlade förbrukningen inom ett schablonberäkningsområde eller inom ett ledningsnät som omfattas av nätkoncession för linje uppdelad per typ av elanvändning, elleverantör och balansansvarig sändas till Affärsverket svenska kraftnät,

4. den samlade förbrukningen inom ett schablonberäkningsområde eller inom ett ledningsnät som omfattas av nätkoncession för linje uppdelad per typ av elanvändning, elleverantör och balansansvarig *part* sändas till Affärsverket svenska kraftnät,

5. gränspunkt sändas till den som är nätkoncessionshavare för det angränsande nätet, och

6. samlade flöden i gränspunkter sändas till Affärsverket svenska kraftnät och avse gränspunkter

a) mellan schablonberäkningsområden,

b) mellan ett schablonberäkningsområde och ledningsnät som omfattas av nätkoncession för linje, och

c) mellan ledningsnät med nätkoncession för linje.

11 §

För varje schablonberäkningsområde ska *nätföretaget* ta fram förbrukningsprofiler som	För varje schablonberäkningsområde ska *den systemansvarige* ta fram förbrukningsprofiler som

1. grundas på de uppgifter som rapporterats enligt 9 § 1 a–c, 2, 4 och 6, och

2. rapporteras till Affärsverket svenska kraftnät samtidigt med rapporteringen av mätresultaten enligt 9 §.

13 §

För varje elleverantör och balansansvarig inom ett schablonberäkningsområde ska *nätföretaget* en gång per månad	För varje elleverantör och balansansvarig *part* inom ett schablonberäkningsområde ska *den systemansvarige* en gång per månad

1. ta fram ett preliminärt andelstal av förbrukningsprofilen för nästkommande kalendermånad och grunda andelstalsberäkningen på sådana mätresultat som anges i 16 § och avser motsvarande kalendermånad föregående år, om inte någon annan beräkningsgrund är mer rättvisande, och

2. ta fram ett slutligt andelstal av förbrukningsprofilen för föregående kalendermånad baserat på den mängd el som enligt 16 § uppmätts den kalendermånaden.

15 §

Nätföretaget ska rapportera	*Den systemansvarige* ska rapportera

1. mätresultat enligt 16 § till elanvändaren och elleverantören,

2. preliminära och slutliga andelstal enligt 13 § för den samlade förbrukningen per elleverantör och balansansvarig till	2. preliminära och slutliga andelstal enligt 13 § för den samlade förbrukningen per elleverantör och balansansvarig *part* till

a) den elleverantör som levererat el i uttagspunkterna, och

b) den som är balansansvarig för leverans av el i uttagspunkterna, och	b) den som är balansansvarig *part* för leverans av el i uttagspunkterna, och

3. preliminära och slutliga andelstal enligt 13 § för den samlade förbrukningen per balansansvarig till Affärsverket svenska kraftnät.	3. preliminära och slutliga andelstal enligt 13 § för den samlade förbrukningen per balansansvarig *part* till Affärsverket svenska kraftnät.

24 §

Nätföretaget ska se till att funktionskraven uppfylls på ett sätt som säkerställer att obehöriga inte får tillgång till information och styrfunktioner i mätsystemen eller mätutrustningen samt att sådan information inte kan ändras, förstöras eller göras otillgänglig för den som är behörig att ta del av den.	*Den systemansvarige* ska se till att funktionskraven uppfylls på ett sätt som säkerställer att obehöriga inte får tillgång till information och styrfunktioner i mätsystemen eller mätutrustningen samt att sådan information inte kan ändras, förstöras eller göras otillgänglig för den som är behörig att ta del av den.

26 §

Mätutrustningen ska kunna registrera

1. mängden *överförd* aktiv energi varje kvart, och	1. mängden *transporterad* aktiv energi varje kvart, och

2. tidpunkt för början och slut av varje elavbrott som varar längre än tre minuter i en eller flera faser.

28 §

De uppgifter som avses i 27 § ska endast kunna tas ut genom kundgränssnittet om *nätföretaget* har aktiverat det på begäran av elanvändaren.	De uppgifter som avses i 27 § ska endast kunna tas ut genom kundgränssnittet om *den systemansvarige* har aktiverat det på begäran av elanvändaren.

29 §

Nätföretaget ska	*Den systemansvarige* ska

1. kontrollera identiteten på den elanvändare som begär tillgång till gränssnittet, och
2. inaktivera gränssnittet
a) vid byte av elanvändare i en uttagspunkt,
b) om elanvändaren begär det, eller
c) om en uttagspunkt saknar elanvändare.

30 §

Mätsystemet och mätutrustningen ska göra det möjligt för *nätföretaget* att på distans avläsa följande uppgifter:	Mätsystemet och mätutrustningen ska göra det möjligt för *den systemansvarige* att på distans avläsa följande uppgifter:

1. både uttag och inmatning i varje fas av
a) ström,
b) aktiv effekt, och
c) reaktiv effekt,
2. spänning i varje fas,
3. mätarställning för uttag och inmatning av aktiv energi, och
4. elavbrott.

31 §

Mätsystemet och mätutrustningen ska göra det möjligt för *nätföretaget* att på distans	Mätsystemet och mätutrustningen ska göra det möjligt för *den systemansvarige* att på distans

1. uppgradera programvara och ändra inställningar i mätutrustningen, och
2. spänningssätta och frånkoppla elanläggningar.

32 §

Mätsystem och mätutrustning i byggnader och andra anläggningar som ägs eller disponeras av en myndighet behöver inte uppfylla funktionskraven i 25–28, 30 och 31 §§, i den utsträckning myndigheten bedömer att ett undantag från funktionskravet är av vikt för rikets säkerhet och begär hos *nätföretaget* att funktionskravet ska undantas.	Mätsystem och mätutrustning i byggnader och andra anläggningar som ägs eller disponeras av en myndighet behöver inte uppfylla funktionskraven i 25–28, 30 och 31 §§, i den utsträckning myndigheten bedömer att ett undantag från funktionskravet är av vikt för rikets säkerhet och begär hos *den systemansvarige* att funktionskravet ska undantas.

33 §

Nätföretaget ska tillhandahålla de mätsystem och den mätutrustning som behövs vid undantag enligt 32 §.	*Den systemansvarige* ska tillhandahålla de mätsystem och den mätutrustning som behövs vid undantag enligt 32 §.

Ett nätföretag ska till nätmyndigheten lämna sådana upplysningar som är nödvändiga för att myndigheten ska kunna uppfylla sina skyldigheter enligt första stycket.

En systemansvarig ska till nätmyndigheten lämna sådana upplysningar som är nödvändiga för att myndigheten ska kunna uppfylla sina skyldigheter enligt första stycket.

Denna förordning träder i kraft den 1 januari 2027.

1.6 Förslag till förordning om ändring i förordningen (2007:1119) med instruktion för Affärsverket svenska kraftnät

Härigenom föreskrivs i fråga om förordningen (2007:1119) med instruktion för Affärsverket svenska kraftnät att 2 och 3 §§ ska ha följande lydelse.

Nuvarande lydelse	*Föreslagen lydelse*
2 §	
Svenska kraftnät är *systemansvarig myndighet enligt 8 kap. 1 § ellagen (1997:857) och 6 § förordningen (2023:241) om det nationella elsystemet.* Svenska kraftnät är *även* elberedskapsmyndighet enligt elberedskapslagen (1997:288).	Svenska kraftnät är elberedskapsmyndighet enligt elberedskapslagen (1997:288).
3 §	
Svenska kraftnät ska också	
1. bygga ut ett *transmissionsnät* för el i Sverige och förbindelser med elnät i andra länder baserat på samhällsekonomiska lönsamhetsbedömningar,	1. bygga ut ett *överföringsnät* för el i Sverige och förbindelser med elnät i andra länder baserat på samhällsekonomiska lönsamhetsbedömningar,
2. svara för tillsyn i frågor om driftsäkerhet hos det nationella elsystemet enligt ellagen (1997:857) och förordningen (2023:241) om det nationella elsystemet,	
3. främja konkurrensen på elmarknaden,	
4. främja forskning, utveckling och demonstration av ny teknik av betydelse för verksamheten,	
5. bedriva tjänsteexport inom sitt verksamhetsområde,	
6. främja dammsäkerheten i landet,	
7. bygga ut, installera och förvalta ledningar för elektronisk kommunikation, främst på *transmissionsnätet,* samt upplåta nätkapacitet i dessa,	7. bygga ut, installera och förvalta ledningar för elektronisk kommunikation, främst på *överföringsnätet*, samt upplåta nätkapacitet i dessa,

8. bevaka tillgången på höglastkapacitet i det svenska elsystemet och löpande förmedla information om effekttillgång till marknadens aktörer samt övervaka och utföra bedömningar av resurstillräckligheten i enlighet med artikel 20.1 i Europaparlamentets och rådets förordning (EU) 2019/943 av den 5 juni 2019 om den inre marknaden för el,

9. inom sitt verksamhetsområde se till att möjligheterna att bygga ut fossilfri elproduktion och nya användningsområden för el tas tillvara i omställningen av elsystemet,

10. inom sitt område inkassera kapacitetsavgifter och betalningar i enlighet med artikel 49 i förordning (EU) 2019/943,

11. även i övrigt inom sitt verksamhetsområde fullgöra uppgifter som följer av förordning (EU) 2019/943,

12. se till att de regelverk och rutiner som affärsverket disponerar över är kostnadseffektiva och enkla för medborgare och företag,

13. vartannat år genomföra och, efter att ha hört Statens energimyndighet, till Myndigheten för samhällsskydd och beredskap redovisa ett identifieringsarbete av potentiella europeiska kritiska infrastrukturer inom under-sektorn el enligt rådets direktiv 2008/114/EG av den 8 december 2008 om identifiering av, och klassificering som, europeisk kritisk infrastruktur och bedömning av behovet att stärka skyddet av denna,

14. senast den 31 maj varje år i en särskild rapport till regeringen redovisa

a) hur kraftbalansen under den senaste vintern har upprätthållits,

b) en prognos för kraftbalansen under den kommande vintern, där även omgivande länders exportmöjligheter beaktas för att inkludera en bedömning av hur mycket import Sverige kan räkna med vid topplasttimmen,

c) en bedömning av förutsättningarna för att långsiktigt upprätthålla kraftbalansen, där även omgivande länders exportmöjligheter beaktas för att inkludera en bedömning av hur mycket import Sverige kan räkna med vid topplasttimmen, och

d) vilka informationsinsatser som har riktats till aktörerna på elmarknaden i fråga om kraftbalansen,

15. vartannat år med början 2023 upprätta en tioårig investeringsplan och lämna in planen till Energimarknadsinspektionen,

16. inom sitt verksamhetsområde verka för att de energipolitiska mål som riksdagen har godkänt uppnås, och

17. vid tillämpningen av förordning (EU) 2019/941 av den 5 juni 2019 om riskberedskap inom elsektorn och om upphävande av direktiv 2005/89/EG

a) ta fram underlag enligt artiklarna 7, 10, 14 och 17 i förordningen, och

b) särskilt samverka med Statens energimyndighet när denna fullgör sina uppgifter i egenskap av behörig myndighet enligt förordningen, i syfte att säkerställa ett effektivt utarbetande och korrekt genomförande av riskberedskapsplaner och att underlätta förebyggande och utvärdering av elkriser och informationsutbyte om sådana.

Denna förordning träder i kraft den 1 januari 2027.

1.7 Förslag till förordning om ändring i förordningen (2011:931) om planering för prioritering av samhällsviktiga elanvändare

Härigenom föreskrivs i fråga om förordningen (2011:931) om planering för prioritering av samhällsviktiga elanvändare att 1, 5 och 7 §§ ska ha följande lydelse.

Nuvarande lydelse	*Föreslagen lydelse*
1 §	
I denna förordning finns bestämmelser om planering och framtagande av underlag för att styra el till samhällsviktiga elanvändare i en situation där *överföring* av el måste begränsas eller avbrytas enligt *8 kap. 5* § ellagen (1997:857).	I denna förordning finns bestämmelser om planering och framtagande av underlag för att styra el till samhällsviktiga elanvändare i en situation där *transport* av el måste begränsas eller avbrytas enligt *3 kap. 66 §* ellagen (1997:857).
Bestämmelser om begränsning och avbrytande av *överföring* av el finns i förordningen (2023:241) om det nationella elsystemet.	Bestämmelser om begränsning och avbrytande av *transport* av el finns i förordningen (2023:241) om det nationella elsystemet.

5 §

Vid sammanställningen av underlaget ska följande ordning gälla mellan olika prioritetsklasser.

1. Elanvändare som redan på kort sikt (timmar) har stor betydelse för liv och hälsa.
2. Elanvändare som redan på kort sikt (timmar) har stor betydelse för samhällets funktionalitet.
3. Elanvändare som på längre sikt (dagar) har stor betydelse för liv och hälsa.
4. Elanvändare som på längre sikt (dagar) har stor betydelse för samhällets funktionalitet.
5. Elanvändare som representerar stora ekonomiska värden.
6. Elanvändare som har stor betydelse för miljön.
7. Elanvändare som har stor betydelse för sociala och kulturella värden.

8. Övriga elanvändare.

Anläggningar som är avgörande för elförsörjningens funktion ska inte ingå i underlaget.

Vid planeringen ska beaktas att områdesvis roterande frånkoppling kan användas vid långvariga begränsningar eller avbrott av *överföring* av el.	Vid planeringen ska beaktas att områdesvis roterande frånkoppling kan användas vid långvariga begränsningar eller avbrott av *transport* av el.

7 §

Länsstyrelsen ska vart fjärde år överlämna det underlag som har sammanställts enligt 4–6 §§ till företag som enligt ellagen (1997:857) är *distributionsnätsföretag* och till Svenska kraftnät.	Länsstyrelsen ska vart fjärde år överlämna det underlag som har sammanställts enligt 4–6 §§ till företag som enligt ellagen (1997:857) är *systemansvariga för distributionssystem* och till Svenska kraftnät.
Om elanvändare har tillkommit eller flyttat efter det att underlag enligt första stycket har överlämnats och detta har väsentlig betydelse för en frånkopplingssituation får länsstyrelsen, dock högst en gång per år, överlämna ett reviderat underlag till *distributionsnätsföretag* och till Svenska kraftnät.	Om elanvändare har tillkommit eller flyttat efter det att underlag enligt första stycket har överlämnats och detta har väsentlig betydelse för en frånkopplingssituation får länsstyrelsen, dock högst en gång per år, överlämna ett reviderat underlag till *systemansvariga för distributionssystem* och till Svenska kraftnät.

Denna förordning träder i kraft den 1 januari 2027.

1.8 Förslag till förordning om ändring i förordningen (2021:808) om nätkoncession

Härigenom föreskrivs i fråga om förordningen (2021:808) om nätkoncession att 5–8 §§ ska ha följande lydelse.

Nuvarande lydelse	*Föreslagen lydelse*
5 §	
En ansökan om nätkoncession för linje ska innehålla	
1. uppgifter om vilket *överföringsbehov* som ledningen avser att tillgodose,	1. uppgifter om vilket *transportbehov* som ledningen avser att tillgodose,
2. en uppgift om ledningens spänning och utformning i fråga om lik- eller växelström,	
3. de särskilda skäl som åberopas, om ledningens spänning inte överstiger högsta tillåtna spänning för de områden med nätkoncession som berörs av ledningen, och	
4. en redogörelse för hur de allmänna hänsynsreglerna i 2 kap. miljöbalken kommer att iakttas.	
Om ledningen syftar till att förstärka befintliga ledningar, ska detta anges. Av ansökan ska det då även framgå vilken belastning som befintliga ledningar tål och om det finns behov av ytterligare ledningsutbyggnad med anledning av den ledning som ansökan avser.	
6 §	
Sökanden ska, utöver det som anges i 5 §, lämna in	
1. den miljökonsekvensbeskrivning som krävs enligt 2 kap. 17 § andra stycket 2 eller 3 ellagen (1997:857),	
2. en teknisk beskrivning av den planerade ledningen, vilken bland annat ska innehålla en ritning över ledningens konstruktion och anslutning till en produktionsanläggning, station eller befintlig ledning,	
3. en kostnadsberäkning,	
4. en karta över ledningens föreslagna sträckning,	
5. bestyrkta förteckningar över ägare och innehavare av särskild rätt till de fastigheter som ledningen ska dras fram över eller av fastigheter som på något annat sätt berörs av anläggningen, och	

6. uppgifter om vilka överenskommelser som har träffats om upplåtelse av mark för ledningen eller de hinder som finns mot sådana överenskommelser.

Sökanden ska lämna in en samhällsekonomisk lönsamhetsbedömning, om ledningen *ingår i ett transmissionsnät*.	Sökanden ska lämna in en samhällsekonomisk lönsamhetsbedömning, om ledningen *ska vara konstruerad för en spänning om 220 kilovolt eller mer*.

Med en bestyrkt förteckning jämställs ett elektroniskt dokument som har undertecknats med en elektronisk underskrift.

7 §

En ansökan om nätkoncession för område ska innehålla

1. en plan över områdets framtida behov av *överföring* av el,	1. en plan över områdets framtida behov av *transport* av el,

2. en karta över området,

3. uppgifter om vilken högsta spänning och i förekommande fall vilken lägsta spänning för området som sökanden ansöker om,

4. en beskrivning av den inverkan på miljön som en framtida utbyggnad av ledningsnätet kan komma att få,

5. en samhällsekonomisk kostnads-nyttoanalys, och

6. en redogörelse för vilka konsekvenser som den sökta nätkoncessionen får för berörda kunder och nätkoncessionshavare.

8 §

En ansökan om medgivande att bygga eller använda en starkströmsledning i avvaktan på att en ansökan om nätkoncession slutligt avgörs enligt 2 kap. 8 § ellagen (1997:857) ska innehålla

1. en karta där ledningen och tillhörande anläggningar anges,

2. uppgifter om ledningens tekniska utförande,

3. en uppgift om ledningens spänning,

4. uppgifter om vilket *överföringsbehov* som ledningen avser att tillgodose,	4. uppgifter om vilket *transportbehov* som ledningen avser att tillgodose,

5. de särskilda skäl som åberopas, och

6. de uppgifter som anges i 8 § första stycket miljöbedömningsförordningen (2017:966).

Om sökanden ansöker om att beslutet ska gälla omedelbart enligt 2 kap. 9 § ellagen, ska sökanden visa att byggandet eller driften av anläggningen har liten betydelse för motstående intressen.

---

1. Denna förordning träder i kraft den 1 januari 2027.

2. För ansökningar som har lämnats in till nätmyndigheten före ikraftträdandet gäller 6 § i den äldre lydelsen.

1.9 Förslag till förordning om ändring i förordningen (2022:585) om elnätsverksamhet

Härigenom föreskrivs i fråga om förordningen (2022:585) om elnätsverksamhet

dels att 2, 5, 7–10, 13–14, 17–18, 21–22, 24 och 28–35 §§, bilagorna 1 och 2, och rubrikerna närmast före 13, 28, 29, 30, 31, 32 och 33 b §§ ska ha följande lydelse,

dels att det ska införas två nya paragrafer, 15 a och 30 a §§, och närmast före 15 a § en ny rubrik av följande lydelse.

Nuvarande lydelse	*Föreslagen lydelse*
	2 §
Förordningen är meddelad med stöd av	
– 3 kap. 10 § ellagen (1997:857) i fråga om 5–8 §§,	
– 3 kap. 11 § ellagen i fråga om 9 och 9 a §§,	
– 3 kap. 15 § ellagen i fråga om 10–12 §§,	
– 3 kap. 17 § ellagen i fråga om 13–15 §§,	
	– 3 kap. 18 § ellagen i fråga om 15 a §,
– 3 kap. 28 § ellagen i fråga om 17 §,	
– 3 kap. 40 § ellagen i fråga om 18–22 §§,	
– 3 kap. 47 § ellagen i fråga om 25 och 26 §§,	
– 4 kap. 19 § ellagen i fråga om 28 §,	
– 4 kap. 21 § ellagen i fråga om 29 §,	
	– 4 kap. 24 § ellagen i fråga om 30 a §,
– 4 kap. 27 § ellagen i fråga om 31 §,	
– 4 kap. 42 § ellagen i fråga om 31 a §,	
– 4 kap. 43 § ellagen i fråga om 32–33 §§,	
– 12 kap. 16 § ellagen i fråga om 33 b §,	
– 12 kap. 17 § ellagen i fråga om 34–36 §§,	
– 8 kap. 11 § regeringsformen i fråga om 16, 27 och 30 §§,	
– 8 kap. 7 § regeringsformen i fråga om övriga bestämmelser.	

5 §

Transmissionsnätsföretag ska

1. efter att ha inhämtat synpunkter från *distributionsnätsföretag* och andra berörda marknadsaktörer ta fram specifikationer för de icke frekvensrelaterade stödtjänster som företaget anskaffar och standardiserade marknadsprodukter för sådana tjänster, och

Systemansvariga för överföringssystem ska

1. efter att ha inhämtat synpunkter från *systemansvariga för distributionssystem* och andra berörda marknadsaktörer ta fram specifikationer för de icke frekvensrelaterade stödtjänster som företaget anskaffar och standardiserade marknadsprodukter för sådana tjänster, och

2. lämna specifikationerna och marknadsprodukterna till Energimarknadsinspektionen för godkännande.

7 §

Riktlinjer som *ett distributionsnätsföretag* tar fram för att upphandla produkter och tjänster som behövs för distributionsnätets effektiva, tillförlitliga och säkra drift ska vara objektiva, icke-diskriminerande och öppna för insyn.

Distributionsnätsföretaget ska inhämta synpunkter från *transmissionsnätsföretag* och andra berörda marknadsaktörer när det tar fram sådana riktlinjer.

Riktlinjer som *en systemansvarig för distributionssystem* tar fram för att upphandla produkter och tjänster som behövs för distributionsnätets effektiva, tillförlitliga och säkra drift ska vara objektiva, icke-diskriminerande och öppna för insyn.

Den systemansvarige för distributionssystem ska inhämta synpunkter från *systemansvariga för överföringssystem* och andra berörda marknadsaktörer när det tar fram sådana riktlinjer.

8 §

Energimarknadsinspektionen får meddela ytterligare föreskrifter om *ett distributionsnätsföretags* skyldigheter enligt 7 §.

Energimarknadsinspektionen får meddela ytterligare föreskrifter om skyldigheter *för en systemansvarig för distributionssystem* enligt 7 §.

9 §

Distributionsnätsföretag ska utbyta och samordna information med *transmissionsnätsföretag* i syfte att

Systemansvariga för distributionssystem ska utbyta och samordna information med *systemansvariga för överföringssystem* i syfte att

1. säkerställa ett optimalt utnyttjande av resurser,
2. säkerställa en säker och effektiv drift av systemet,
3. underlätta marknadsutvecklingen, och
4. säkerställa att den som är ansluten till elnätet kan delta på slutkunds-, grossist- och balansmarknaden.

Transmissionsnätsföretag ska utbyta och samordna information med *distributionsnätsföretag* för att nå de syften som anges i första stycket.

Systemansvariga för överföringssystem ska utbyta och samordna information med *systemansvariga för distributionssystem* för att nå de syften som anges i första stycket.

9 a §

Energimarknadsinspektionen får meddela föreskrifter om skyldighet för *nätföretag* att sända underrättelser med anledning av att en elleverantör påbörjar eller övertar leveranserna av el i en uttagspunkt.

Energimarknadsinspektionen får meddela föreskrifter om skyldighet för *systemansvariga* att sända underrättelser med anledning av att en elleverantör påbörjar eller övertar leveranserna av el i en uttagspunkt.

10 §

Ett distributionsnätsföretag ska

1. efter att ha inhämtat synpunkter från *transmissionsnätsföretag* och andra berörda marknadsaktörer ta fram specifikationer för de flexibilitetstjänster som företaget anskaffar och standardiserade marknadsprodukter för sådana tjänster,

En systemansvarig för distributionssystem ska

1. efter att ha inhämtat synpunkter från *systemansvariga för överföringssystem* och andra berörda marknadsaktörer ta fram specifikationer för de flexibilitetstjänster som företaget anskaffar och standardiserade marknadsprodukter för sådana tjänster,

2. lämna specifikationerna och marknadsprodukterna till Energimarknadsinspektionen för godkännande, och

3. offentliggöra en förteckning över marknadsprodukterna efter det att Energimarknadsinspektionen har godkänt dem.

Nätutvecklingsplan för *distributionsnätsföretag*	**Nätutvecklingsplan för** *systemansvariga för distributionssystem*
13 §	
En nätutvecklingsplan som *ett distributionsnätsföretag* tar fram enligt 3 kap. 16 § ellagen (1997:857) ska	En nätutvecklingsplan som *en systemansvarig för distributionssystem* tar fram enligt 3 kap. 16 § ellagen (1997:857) ska

1. redogöra för behovet av flexibilitetstjänster på medellång och lång sikt,
2. ange planerade investeringar under de kommande fem till tio åren med betoning på den huvudsakliga distributionsinfrastruktur som krävs för att ansluta ny produktionskapacitet och ny last, och
3. redogöra för de resurser som ska användas som ett alternativ till en utbyggnad av elnätet.

14 §	
Ett distributionsnätsföretag ska samråda med *transmissionsnätsföretag* och berörda systemanvändare när det tar fram en nätutvecklingsplan enligt 3 kap. 16 § ellagen (1997:857). Resultatet av samrådet ska offentliggöras tillsammans med nätutvecklingsplanen och överlämnas till Energimarknadsinspektionen.	*En systemansvarig för distributionssystem* ska samråda med *systemansvariga för överföringssystem* och berörda systemanvändare när det tar fram en nätutvecklingsplan enligt 3 kap. 16 § ellagen (1997:857). Resultatet av samrådet ska offentliggöras tillsammans med nätutvecklingsplanen och överlämnas till Energimarknadsinspektionen.

	Investeringsplan för systemansvariga för överföringssystem
	15 a §
	En systemansvarig för ett överföringssystem ska vartannat år upprätta en tioårig investeringsplan och lämna in planen till Energimarknadsinspektionen.
17 §	
Energimarknadsinspektionen får meddela föreskrifter om undantag från kraven i 3 kap. 24–27 §§ ellagen (1997:857) i fråga om *distributionsnätsföretag* vars ledningar i huvudsak matar in el från anläggningar för produktion av förnybar el. Undantag får dock inte göras för *distributionsnätsföretag* som avses i 3 kap. 21 § ellagen.	Energimarknadsinspektionen får meddela föreskrifter om undantag från kraven i 3 kap. 24–27 §§ ellagen (1997:857) i fråga om *systemansvariga för distributionssystem* vars ledningar i huvudsak matar in el från anläggningar för produktion av förnybar el. Undantag får dock inte göras för *systemansvariga för distributionssystem* som avses i 3 kap. 21 § ellagen.
18 §	
Energimarknadsinspektionen får i det enskilda fallet bevilja dispens från förbudet för *nätföretag* att äga, utveckla, förvalta eller driva en energilagringsanläggning enligt 3 kap. 39 § ellagen (1997:857) om anläggningen är en helt integrerad nätkomponent eller om	Energimarknadsinspektionen får i det enskilda fallet bevilja dispens från förbudet för *systemansvariga* att äga, utveckla, förvalta eller driva en energilagringsanläggning enligt 3 kap. 39 § ellagen (1997:857) om anläggningen är en helt integrerad nätkomponent eller om
1. andra aktörer än *nätföretaget*, efter ett icke-diskriminerande anbudsförfarande som är öppet för insyn och som har granskats	1. andra aktörer än *den systemansvarige*, efter ett icke- diskriminerande anbudsförfarande som är öppet för insyn och som har gran-

och godkänts av Energimarknadsinspektionen, inte har	skats och godkänts av Energimarknadsinspektionen, inte har

a) medgetts rätt att äga, utveckla, förvalta eller driva en sådan anläggning, eller

b) kunnat tillhandahålla motsvarande energilagringstjänst till en rimlig kostnad eller inom en rimlig tid,

2. anläggningen är nödvändig för att *nätföretaget* ska kunna fullgöra sina skyldigheter enligt 3 kap. 1 § ellagen,	2. anläggningen är nödvändig för att *den systemansvarige* ska kunna fullgöra sina skyldigheter enligt 3 kap. 1 § ellagen,

3. anläggningen inte används för att köpa eller sälja el på slutkunds-, grossist- och balansmarknader, och

4. Energimarknadsinspektionen har bedömt behovet av ett sådant undantag och gjort en bedömning av anbudsförfarandet.

21 §

Det som anges i 19 och 20 §§ gäller inte i fråga om energilagringsanläggningar som är helt integrerade nätkomponenter eller som

1. ägs eller drivs av ett

a) *distributionsnätsföretag* som har tagit ett slutgiltigt investeringsbeslut före den 4 juli 2019, om anläggningen har anslutits till elnätet senast den 3 juli 2021, eller	a) *systemansvarig för distributionssystem* som har tagit ett slutgiltigt investeringsbeslut före den 4 juli 2019, om anläggningen har anslutits till elnätet senast den 3 juli 2021, eller
b) *transmissionsnätsföretag* som har tagit ett slutgiltigt investeringsbeslut före den 1 januari 2025, om anläggningen har anslutits till elnätet senast den 31 december 2026,	b) *systemansvariga för överföringssystem* som har tagit ett slutgiltigt investeringsbeslut före den 1 januari 2025, om anläggningen har anslutits till elnätet senast den 31 december 2026,

2. har integrerats i elnätet,

3. används endast för omedelbart återställande av nätsäkerheten vid oplanerade händelser i elnätet, och

4. inte används för att köpa eller sälja el på slutkunds-, grossist- och balansmarknader.

22 §

Om Energimarknadsinspektionen beviljar *ett transmissionsnätsföretag* dispens enligt 18 §, ska myndigheten anmäla beslutet till Europeiska kommissionen och Acer tillsammans med relevant information om ansökan och om skälen för att bevilja undantag.	Om Energimarknadsinspektionen beviljar en *systemansvarig för överföringssystem* dispens enligt 18 §, ska myndigheten anmäla beslutet till Europeiska kommissionen och Acer tillsammans med relevant information om ansökan och om skälen för att bevilja undantag.

24 §

Ersättning enligt 3 kap. 43 § ellagen (1997:857) ska beräknas enligt följande.

Det värde som avses i 3 kap. 43 § andra stycket 1 ellagen ska beräknas utifrån den minskning av energiförlusterna i *nätföretagets* ledningsnät som uppstår på grund av att anläggningen matar in el på nätet och ersättas i förhållande till mängden inmatad el samt till när denna inmatning sker.	Det värde som avses i 3 kap. 43 § andra stycket 1 ellagen ska beräknas utifrån den minskning av energiförlusterna i *den systemansvariges* ledningsnät som uppstår på grund av att anläggningen matar in el på nätet och ersättas i förhållande till mängden inmatad el samt till när denna inmatning sker.

Vid beräkning av det värde som avses i 3 kap. 43 § andra stycket 2 ellagen ska följande bedömningsgrunder beaktas:

1. produktionsanläggningens effektleveransförmåga,

2. produktionsanläggningens driftsäkerhet och den överenskommelse som kan finnas mellan *nätföretaget* och anläggningshavaren om när produktionsanläggningen planeras vara i drift, och	2. produktionsanläggningens driftsäkerhet och den överenskommelse som kan finnas mellan *den systemansvarige* och anläggningshavaren om när produktionsanläggningen planeras vara i drift, och

3. mängden inmatad el och när denna inmatning sker.

God kvalitet på *överföringen* av el

28 §

Energimarknadsinspektionen får meddela föreskrifter om innebörden av att *överföringen* av el har god kvalitet enligt 4 kap. 18 § ellagen (1997:857).

Undantag från funktionskravet vid *överföring* av el

29 §

Energimarknadsinspektionen får meddela föreskrifter om undantag från kravet i 4 kap. 20 § ellagen (1997:857) om att avbrott i *överföringen* av el till en elanvändare inte får överstiga en viss tid.

Uppgifter om villkor för *överföring*

30 §

Energimarknadsinspektionen får meddela närmare föreskrifter om

1. *nätföretagets* skyldighet att offentliggöra uppgifter om avgifter och övriga villkor för *överföring* av el enligt 4 kap. 23 § 2 ellagen (1997:857), och

2. *nätföretagets* skyldighet enligt 4 kap. 25 § ellagen att informera elanvändarna om

a) hur avgifterna för *överföring* av el är utformade, och

b) vilka möjligheter elanvändarna har att påverka sina kostnader för *överföring* av el genom

God kvalitet på *transporten* av el

28 §

Energimarknadsinspektionen får meddela föreskrifter om innebörden av att *transporten* av el har god kvalitet enligt 4 kap. 18 § ellagen (1997:857).

Undantag från funktionskravet vid *transport* av el

29 §

Energimarknadsinspektionen får meddela föreskrifter om undantag från kravet i 4 kap. 20 § ellagen (1997:857) om att avbrott i *transporten* av el till en elanvändare inte får överstiga en viss tid.

Uppgifter om villkor för *transport*

30 §

Energimarknadsinspektionen får meddela närmare föreskrifter om

1. *den systemansvariges* skyldighet att offentliggöra uppgifter om avgifter och övriga villkor för *transport* av el enligt 4 kap. 23 § 2 ellagen (1997:857), och

2. *den systemansvariges* skyldighet enligt 4 kap. 25 § ellagen att informera elanvändarna om

a) hur avgifterna för *transport* av el är utformade, och

b) vilka möjligheter elanvändarna har att påverka sina kostnader för *transport* av el genom

att välja andra avtalsvillkor eller ändra förbrukningsmönster.

att välja andra avtalsvillkor eller ändra förbrukningsmönster.

30 a §

Energimarknadsinspektionen får meddela föreskrifter om skyldighet för systemansvariga att lämna uppgifter till nätmyndigheten om avgifter och övriga villkor för transport av el.

Utformning av avgifter för *överföring* av el

Utformning av avgifter för *transport* av el

31 §

Energimarknadsinspektionen får meddela föreskrifter om hur avgifterna för *överföring* av el ska utformas för att främja ett effektivt utnyttjande av elnätet eller en effektiv elproduktion och elanvändning.

Energimarknadsinspektionen får meddela föreskrifter om hur avgifterna för *transport* av el ska utformas för att främja ett effektivt utnyttjande av elnätet eller en effektiv elproduktion och elanvändning.

31 a §

Energimarknadsinspektionen får meddela föreskrifter om vilken konsumentrelaterad information *ett nätföretag* ska tillhandahålla och hur informationen ska tillhandahållas.

Energimarknadsinspektionen får meddela föreskrifter om vilken konsumentrelaterad information *en systemansvarig* ska tillhandahålla och hur informationen ska tillhandahållas.

***Nätföretagets* faktura**

***Den systemansvariges* faktura**

32 §

Ett nätföretags faktura till en elanvändare ska vara tydlig.

Nätföretaget ska på ett lättbegripligt sätt förklara fakturans innehåll, om elanvändaren begär det.

En systemansvarigs faktura till en elanvändare ska vara tydlig.

Den systemansvarige ska på ett lättbegripligt sätt förklara fakturans innehåll, om elanvändaren begär det.

32 a §

Nätföretaget ska erbjuda elanvändaren fakturor i elektronisk form.	*Den systemansvarige* ska erbjuda elanvändaren fakturor i elektronisk form.

32 b §

I *ett nätföretags* faktura till en elanvändare ska det anges	I *en systemansvarigs* faktura till en elanvändare ska det anges

1. vilket belopp som ska betalas,
2. en uppdelning av beloppet i komponenter, varav en komponent ska avse skatt,
3. förfallodag,
4. vilka aktuella priser som fakturan grundas på, och
5. i förekommande fall, om avtalet föreskriver en framtida ändring av produkten eller priset tillsammans med det datum då ändringen träder i kraft.

33 §

Energimarknadsinspektionen får meddela ytterligare föreskrifter om *nätföretags* fakturering av elanvändare och om skyldighet för *nätföretag* att lämna viss information till elanvändaren i samband med fakturering.	Energimarknadsinspektionen får meddela ytterligare föreskrifter om *systemansvarigas* fakturering av elanvändare och om skyldighet för *systemansvariga* att lämna viss information till elanvändaren i samband med fakturering.

33 a §

Information som *ett nätföretag* lämnar till en konsument enligt 11 kap. 3 § 3 ellagen (1997:857) ska utformas i enlighet med bilaga 1 till denna förordning.	Information som *en systemansvarig* lämnar till en konsument enligt 11 kap. 3 § 3 ellagen (1997:857) ska utformas i enlighet med bilaga 1 till denna förordning.

Ett meddelande till socialnämnden enligt 11 kap. 3 § 4 ellagen ska utformas i enlighet med bilaga 2 till denna förordning.

Skyldighet att informera om avbrytande av *överföringen* av el	**Skyldighet att informera om avbrytande av *distributionen* av el**
33 b §	
Energimarknadsinspektionen får meddela föreskrifter om skyldighet för *nätföretag* att informera Energimarknadsinspektionen om avbrytande av *överföringen* av el till elanvändare och om skälen till avbrytandet.	Energimarknadsinspektionen får meddela föreskrifter om skyldighet för *systemansvariga* att informera Energimarknadsinspektionen om avbrytande av *distributionen* av el till elanvändare och om skälen till avbrytandet.
34 §	
Ett nätföretag ska lämna uppgifter till Energimarknadsinspektionen om utvecklingen av smarta elnät.	*En systemansvarig* ska lämna uppgifter till Energimarknadsinspektionen om utvecklingen av smarta elnät.
Med smarta elnät avses	
1. elnät som möjliggör kostnadseffektiv integrering och aktiv kontroll av beteendet och åtgärderna hos den som är ansluten till elnätet och där *nätföretaget* digitalt kan få information om användarnas förbrukning och produktion av el, och	1. elnät som möjliggör kostnadseffektiv integrering och aktiv kontroll av beteendet och åtgärderna hos den som är ansluten till elnätet och där *den systemansvarige* digitalt kan få information om användarnas förbrukning och produktion av el, och
2. informations- och kommunikationsteknik för kommunikation med *nätföretag*, producenter, elanvändare och energilagringsanläggningar i syfte att *överföra* el på ett hållbart, kostnadseffektivt och säkert sätt.	2. informations- och kommunikationsteknik för kommunikation med *systemansvariga*, producenter, elanvändare och energilagringsanläggningar i syfte att *transportera* el på ett hållbart, kostnadseffektivt och säkert sätt.

35 §

Ett nätföretag ska lämna uppgifter till Energimarknadsinspektionen om den tid som det har tagit att reparera en anläggning efter ett oplanerat elavbrott.	*En systemansvarig* ska lämna uppgifter till Energimarknadsinspektionen om den tid som det har tagit att reparera en anläggning efter ett oplanerat elavbrott.

Bilaga 1

Underrättelse till en konsument vid bristande betalning för el

Eftersom du inte har betalat elnätsavgiften i tid kan *överföringen* av din el komma att stängas av. Enligt bestämmelser i ellagen kan du hindra avstängningen genom att betala skulden inom tre veckor från det att du har fått del av detta meddelande.

Eftersom du inte har betalat elnätsavgiften i tid kan *distributionen* av din el komma att stängas av. Enligt bestämmelser i ellagen kan du hindra avstängningen genom att betala skulden inom tre veckor från det att du har fått del av detta meddelande.

Socialnämnden i din kommun kommer att få ett meddelande om den uteblivna betalningen.

Bilaga 2

Meddelande till socialnämnden om en konsument som riskerar att få *överföringen* av el avbruten

Meddelande till socialnämnden om en konsument som riskerar att få *överföringen* av el avbruten

1. *Nätföretagets* namn, postadress och telefonnummer:

2. Konsumentens namn och postadress:

3. Belopp, med angivande av förfallodag, som konsumenten ska betala för att förhindra att *överföringen* av el avbryts:

4. *Nätföretagets* Den systemansvariges postgiro- eller bankgirokonto eller annan anvisning om sättet för betalning:

Meddelande till socialnämnden om en konsument som riskerar att få *distributionen* av el avbruten

Meddelande till socialnämnden om en konsument som riskerar att få *distributionen* av el avbruten

1. *Den systemansvariges* namn, postadress och telefonnummer:

3. Belopp, med angivande av förfallodag, som konsumenten ska betala för att förhindra att *distributionen* av el avbryts:

4. *Den systemansvariges* postgiro- eller bankgirokonto eller annan anvisning om sättet för betalning:

Denna förordning träder i kraft den 1 januari 2027.

1.10 Förslag till förordning om ändring i förordningen (2023:241) om det nationella elsystemet

Härigenom föreskrivs i fråga om förordningen (2023:241) om det nationella elsystemet

dels att 6, 12 och 26 §§ ska upphöra att gälla,

dels att rubrikerna närmast före 6, 12 och26 §§ ska utgå,

dels att 1–2, 9–11, 13–15 och 26–29 §§, rubrikerna närmast före 9, 13, 14 och 28 §§ ska ha följande lydelse,

dels att det ska införas två nya paragrafer, 7 a och 13 a §§, av följande lydelse.

Nuvarande lydelse	*Föreslagen lydelse*
1 §	
Denna förordning innehåller bestämmelser om nätmyndigheten, *det övergripande systemansvaret*, driftsäkerheten hos det nationella elsystemet och balansansvar i anslutning till ellagen (1997:857).	Denna förordning innehåller bestämmelser om nätmyndigheten, driftsäkerheten hos det nationella elsystemet och balansansvar i anslutning till ellagen (1997:857).
2 §	
Förordningen är meddelad med stöd av	
– *8 kap. 6 §* ellagen (1997:857) i fråga om 11 §,	– *3 kap. 67 §* ellagen (1997:857) i fråga om 11 §,
– *8 kap. 7 §* ellagen i fråga om 13–16 §§,	– *3 kap. 68 §* i fråga om 13–16 §§,
– *8 kap. 9 §* ellagen i fråga om 17 §,	– *3 kap. 69 §* ellagen i fråga om 17 §,
– *8 kap. 10 §* ellagen i fråga om 19 och 20 §§,	– *3 kap. 70 §* ellagen i fråga om 19 och 20 §§,
– *8 kap. 11 §* ellagen i fråga om 25 §,	– *3 kap. 71 §* ellagen i fråga om 25 §,
– 8 kap. *29* § ellagen i fråga om 27 § 2,	– 8 kap. *9* § ellagen i fråga om 27 § 2,
– 8 kap. *43* § ellagen i fråga om 28 och 29 §§,	– 8 kap. *23* § ellagen i fråga om 28 och 29 §§,
– 8 kap. 11 § regeringsformen i fråga om 26 § och 27 § 1,	

– 8 kap. 7 § regeringsformen i fråga om övriga bestämmelser.

7 a §

Svenska kraftnät ska vara den systemansvarige för överföringssystem som enligt 3 kap. 62 § ellagen (1997:857) fullgör vissa skyldigheter.

Begränsning eller avbrytande av *överföring* av el

9 §

En order från Svenska kraftnät att begränsa eller avbryta *överföring* av el till elanvändare enligt *8 kap. 5 §* ellagen (1997:857) får lämnas till *ett nätföretag* direkt eller indirekt genom *ett annat nätföretag.*

Begränsning eller avbrytande av *transport* av el

En order från Svenska kraftnät att begränsa eller avbryta *transport* av el till elanvändare enligt *3 kap. 66 §* ellagen (1997:857) får lämnas till *en systemansvarig* direkt eller indirekt genom *en annan* systemansvarig.

När en sådan order lämnas ska Svenska kraftnät informera Försvarsmakten och de myndigheter som enligt ett sådant regeringsbeslut som avses i 15 § förordningen (2022:524) om statliga myndigheters beredskap ska ha en tjänsteman i beredskap.

10 §

Det underlag som överlämnas till *distributionsnätsföretag* och Svenska kraftnät enligt 7 § förordningen (2011:931) om planering för prioritering av samhällsviktiga elanvändare ska, *i den utsträckning som det övergripande systemansvaret medger det*, läggas till grund för Svenska kraftnäts beslut om

1. begränsning eller avbrytande av *överföring* av el enligt *8 kap. 5* § ellagen (1997:857), och

Det underlag som överlämnas till *systemansvariga för distributionssystem* och Svenska kraftnät enligt 7 § förordningen (2011:931) om planering för prioritering av samhällsviktiga elanvändare ska läggas till grund för Svenska kraftnäts beslut om

1. begränsning eller avbrytande av *transport* av el enligt *3 kap. 66 §* ellagen (1997:857), och

2. tillkoppling när begränsningen eller avbrottet har upphört.

Roterande frånkoppling får användas vid långvarig begränsning eller avbrytande av *överföring* av el.	Roterande frånkoppling får användas vid långvarig begränsning eller avbrytande av *transport* av el.
Svenska kraftnät ska inte göra någon skillnad på gränsöverskridande och nationella elleveranser när myndigheten fattar beslut om att begränsa eller avbryta *överföring* av el enligt *8* kap. *5* § ellagen.	Svenska kraftnät ska inte göra någon skillnad på gränsöverskridande och nationella elleveranser när myndigheten fattar beslut om att begränsa eller avbryta *transport* av el enligt *3* kap. *66* § ellagen.
11 §	
Svenska kraftnät får meddela föreskrifter om hur en begränsning eller ett avbrytande av *överföring* av el enligt *8* kap. *5* § ellagen (1997:857) ska förberedas och genomföras.	Svenska kraftnät får meddela föreskrifter om hur en begränsning eller ett avbrytande av *transport* av el enligt *3* kap. *66* § ellagen (1997:857) ska förberedas och genomföras.
Skyldighet för *balansansvariga* att lämna uppgifter om produktionsanläggningar och produktionskapacitet	**Skyldighet för *balansansvarig part* att lämna uppgifter om produktionsanläggningar och produktionskapacitet**
13 §	
Den som har åtagit sig *balansansvar enligt 8 kap. 12 § ellagen (1997:857)* ska till Svenska kraftnät lämna uppgifter om	Den som har åtagit sig att *vara balansansvarig part* ska till Svenska kraftnät lämna uppgifter om
1. de produktionsanläggningar inom landet som *den balansansvariges* åtagande *ska fullgöras* med och anläggningarnas art, kapacitet, reglerförmåga och geografiska belägenhet, och	1. de produktionsanläggningar inom landet som *balansansvarig part ska fullgöra sitt* åtagande med och anläggningarnas art, kapacitet, reglerförmåga och geografiska belägenhet, och
2. det nät som varje anläggning är ansluten till.	
Den som är balansansvarig ska till Svenska kraftnät anmäla förändringar av de lämnade uppgifterna.	Den som är balansansvarig *part* ska till Svenska kraftnät anmäla förändringar av de lämnade uppgifterna.

13 a §

En balansansvarig part ska till Svenska kraftnät ge in följande uppgifter om den totala produktionskapacitet, egen eller annans, inom landet med vilken balansansvaret ska fullgöras.

1. Produktionsplan med angivande av genomsnittlig effekt under varje kvart, redovisad per produktionsaggregat. Om den totala effekten vid produktionen under en kvart kommer att öka eller minska med mer än 100 megawatt ska det anges inom vilken eller vilka perioder om fem minuter detta ska ske och vid vilket eller vilka produktionsaggregat regleringen ska ske.

2. Uppgift om den produktionskapacitet som inte avses bli utnyttjad, redovisad per produktionsaggregat. Därvid ska genomsnittlig effekt och aktuell reglerförmåga under varje kvart redovisas för varje aggregat. De produktionsaggregat som har en effekt som understiger 10 megawatt får dock redovisas samlat.

Skyldighet för *balansansvariga* att lämna uppgifter om förbrukning

Skyldighet för *balansansvarig part* att lämna uppgifter om förbrukning

14 §

Den som är balansansvarig ska till Svenska kraftnät lämna följande uppgifter om den totala förbrukning av el som ingår i det egna balansansvaret:

Den som är balansansvarig *part* ska till Svenska kraftnät lämna följande uppgifter om den totala förbrukning av el som ingår i det egna balansansvaret:

1. en förbrukningsprognos som är fördelad på de geografiska områden som Svenska kraftnät bestämmer för varje enskilt fall och där genomsnittlig effekt under varje *timme* anges, och	1. en förbrukningsprognos som är fördelad på de geografiska områden som Svenska kraftnät bestämmer för varje enskilt fall och där genomsnittlig effekt under varje *kvart* anges, och

2. uppgifter om hur stor del av förbrukningen som är avkopplingsbar.

15 §

Uppgifter som avses i 13–14 §§ ska lämnas dagligen till Svenska kraftnät senast klockan 16.00 och ska avse nästföljande dygn (00.00–24.00).

Den *balansansvarige* ska omgående anmäla ändringar av *en inlämnad förbrukningsprognos* till Svenska kraftnät.	Den *balansansvariga parten* ska omgående anmäla ändringar av *ingivna uppgifter som avses i första stycket* till Svenska kraftnät.

27 §

Energimarknadsinspektionen får meddela

1. närmare föreskrifter om den information som en elleverantör ska lämna till *ett nätföretag* enligt 8 kap. *27 §* andra stycket ellagen (1997:857), och	1. närmare föreskrifter om den information som en elleverantör ska lämna till *en systemansvarig* enligt 8 kap. *9* § andra stycket ellagen (1997:857), och
2. föreskrifter om skyldighet för *ett nätföretag* att sända underrättelser med anledning av en anmälan enligt 8 kap. *27* § andra stycket ellagen.	2. föreskrifter om skyldighet för *en systemansvarig* att sända underrättelser med anledning av en anmälan enligt 8 kap. *7 §* andra stycket ellagen.

Skyldighet för *nätföretag* att underrätta Svenska kraftnät om byte av balansansvarig	**Skyldighet för *systemansvariga* att underrätta Svenska kraftnät om byte av balansansvarig *part***
28 §	
Ett nätföretag ska informera Svenska kraftnät om byte av balansansvariga enligt 8 kap. *36* och *41* §§ ellagen (1997:857).	*En systemansvarig* ska informera Svenska kraftnät om byte av balansansvariga parter enligt 8 kap. *16* och *21* §§ ellagen (1997:857).
29 §	
Energimarknadsinspektionen får meddela ytterligare föreskrifter om skyldighet för *ett nätföretag* att hålla Svenska kraftnät underrättat om byte av balansansvariga enligt 8 kap. ellagen (1997:857).	Energimarknadsinspektionen får meddela ytterligare föreskrifter om skyldighet för *en systemansvarig* att hålla Svenska kraftnät underrättat om byte av balansansvariga *parter* enligt 8 kap. ellagen (1997:857).

Denna förordning träder i kraft den 1 januari 2027.

2 Utredningens uppdrag och arbete

2.1 Utredningens uppdrag

Regeringen beslutade den 25 januari 2024 att ge en särskild utredare i uppdrag att analysera och föreslå hur den svenska elmarknaden kan utvecklas och regleras. Utredningen har antagit namnet *Elmarknadsutredningen* (KN 2024:02).

Utredningens uppdrag har varit att tydliggöra systemansvaret, öka leveranssäkerheten, skapa långsiktiga planeringsförutsättningar och att ge fossilfria kraftslag marknadsmässig ersättning för de nyttor de bidrar med till Sveriges energiförsörjning.

Av utredningens direktiv följer bland annat att utredaren ska:

- föreslå på vilket sätt den finansiella elmarknaden, långsiktiga energiköpsavtal, kapacitetsmekanismer och stödtjänstmarknader kan utvecklas,
- utreda vilken roll marginalkontrakt kan ha på en framtida elmarknad utifrån de förutsättningar som ges i den europeiska elmarknadsregleringen,
- föreslå hur termerna systemansvarig för överföringssystem och systemansvarig för distributionssystem kan införas och tydliggöras,
- föreslå hur marknadsaktören leverantör av balanstjänst kan regleras,
- föreslå hur systemet med anvisade elavtal på slutkundsmarknaden kan avvecklas, och
- lämna nödvändiga författningsförslag.

2.2 Utredningens arbete

Utredningens arbete inleddes i februari 2024. Utredningen har haft ett stort antal möten med aktörer, däribland statliga myndigheter, regionnätsföretag, lokalnätsföretag, elhandelsföretag, företag som säljer batteritjänster, aggregatorer, branschorganisationer, regionala och kommunala initiativ kopplade till elförsörjning och elektrifiering samt industriföretag, bland annat elintensiv industri. Utredningen har även gjort besök på plats hos aktörer och företag i Malmö och Luleå. Vi har också haft möten med tjänstemän på EU-kommissionens generaldirektorat för energi. Sammanlagt har sex expertsammanträden hållits tillsammans med de förordnade experterna, varav ett arbetsinternat. Experterna har inkommit med synpunkter och inspel under utredningens gång. Experterna har även haft möjlighet att lämna synpunkter på utredningens betänkande och förslag.

Utredningen har anordnat tre offentliga hearings:

- Anvisade elavtal och sårbara kunder *(digitalt)*
- Hur kan riskdelning bidra till investeringar i elproduktion och vad är statens roll? *(fysiskt och digitalt)*
- Framtida roller och krav i elnäten – vem gör vad och vilken roll har staten? *(fysiskt och digitalt)*

Deltagandet vid genomförda hearings har varit stort.

Utredningen har även deltagit i ett större antal seminarier och konferenser. Vidare har utredningen hållit sig informerad om och vid behov beaktat relevant arbete som pågår i andra statliga utredningar och hos myndigheter med närliggande uppdrag, däribland utredningen av frågor som rör finansiering och riskdelning vid investeringar i ny kärnkraft (Fi 2023:F), Utredningen om havsbaserad vindkraft (KN 2023:01) och den nationelle kärnkraftssamordnarens arbete. Vidare har utredningen haft diskussioner med tjänstemän i Finland och Danmark.

Utredningen har givit Profu AB i uppdrag att utföra en elmarknadsanalys i syfte att ge utredningen en strukturerad bild av den osäkerhet som marknadens aktörer möter avseende elprisets utveckling 2035 och 2045. Genom uppdraget önskade utredningen få en uppfattning om hur stor det framtida prisspannet är genom variation av ett antal scenarioparametrar av betydelse för elprisets utveckling.

Vidare omfattar analysen en bedömning känsligheten hos intjäningsförmågan och lönsamheten för olika kraftslag per elområde i olika scenarier. Den i uppdraget angivna elmarknadsanalysen belyser kalkylräntans påverkan på beräkningsutfallet. Rapporten färdigställdes och levererades till utredningen den 4 februari 2025. Den återfinns i bilaga 2.

Ett uppdrag har även givits åt konsulten Björn Hagman, Hagman Energy AB, att analysera och vid behov föreslå hur den befintliga finansiella elmarknaden i Sverige kan utvecklas med syfte att säkerställa ändamålsenliga prissäkringsinstrument och god marknadslikviditet. Uppdraget innefattar en analys av de finansiella risker som marknadsaktörer står inför samt strategier för att hantera dem inom den finansiella elmarknaden. Hagman har även haft i uppgift att kartlägga den finansiella elmarknadens utveckling i Norden och att bedöma hur förändrade EU-bestämmelser samt andra faktorer kan påverka dess funktion och stabilitet. Rapporten färdigställdes och levererades till utredningen den 27 februari 2025.

2.3 Avgränsningar

Utredningens övergripande uppdrag har varit att stödja tillkomsten av ett elsystem med tydligt systemansvar, hög leveranssäkerhet och långsiktiga planeringsförutsättningar. Av våra direktiv framgår närmare de frågor vi har haft att belysa.

Under arbetets gång har ett antal frågor väckts som har betydelse för utvecklingen på elmarknaden, men som vi har bedömt ligga utanför våra direktiv. En sådan fråga rör regleringen och genomförandet av tillståndsprocesser för att bygga elproduktion och elnät. Det har inte ingått i utredningens uppdrag att granska och föreslå förändringar i förhållande till dessa bestämmelser. Utredningen har inte heller haft i uppdrag att granska intäktsregleringen för nätverksamhet.

Ett område som inte uttryckligen har ingått i våra direktiv berör frågor om elberedskap. Vi redovisar en genomgång av gällande bestämmelser och myndighetsuppgifter, och drar slutsatsen att regeringen bör tillsätta en utredning med uppdrag att göra en mer fullständig översyn av området.

Utredningen har valt en teknikneutral ansats vid värdering av systemnyttor (kapitel 6). Därmed har utredningen inte värderat

systemnyttor från enskilda kraftslag såsom fjärrvärme. Det har till utredningen framförts önskemål om en speciell reglering vid nedläggning av större produktionsanläggningar och förbrukningsanläggningar med kort varsel. Utredningen har bedömt att en närmare utredning av denna fråga inte ryms inom utredningens direktiv men anser att det är viktigt att den utreds skyndsamt. Utredningen har inte heller värderat förslag till alternativa modeller för prissättning på dagen före-marknaden eftersom vi ansett att detta har legat utanför vårt uppdrag.

Det har under utredningens arbete framkommit att det finns ett behov av ett dataregister och att behovet av allt att döma kommer att öka till följd av den utveckling som väntas ske på elmarknaden. Det framgår inte av utredningens uppdrag att vi ska överväga eller föreslå tillkomsten av ett sådant register, men utredningen har ändå valt att särskilt sammanställa den information som framkommit i detta avseende i kapitel 9 och lämna ett förslag.

2.4 Betänkandets disposition

Betänkandet innehåller tolv numrerade kapitel. I kapitel 1 redovisas våra författningsförslag. Därefter behandlas i detta kapital utredningens uppdrag, arbete och avgränsningar. Kapitel 3 innehåller en beskrivning av det svenska elsystemet, den utveckling det genomgått och det sammanhang i vilket utredningen genomfört sitt uppdrag.

Kapitel 4 berör frågor kring investeringar i elproduktion såsom incitamenten för investeringar, statens roll, frågor om lönsamhet och potentiella utvecklingsområden för elmarknaden i syfte att öka investeringsvolymen.

Kapitel 5 innehåller en djupgående genomgång av de frågor som relaterar till ansvarsförhållandet mellan systemansvariga för överföringssystem och distributionssystem. Genomgången tar sikte på ett utvecklat systemansvar och innehåller förslag avseende nya definitioner och roller samt ett tydligare ansvarsförhållande mellan de systemansvariga.

Kapitel 6 innehåller en redogörelse för och en värdering av systemnyttor.

I kapitel 7 redovisas utredningens överväganden och förslag gällande roller och ansvar för balansansvar.

Kapitel 8 innehåller en redogörelse för systemet med anvisade elavtal, en jämförelse med våra grannländers modeller samt överväganden kring hur det nuvarande systemet kan avskaffas samt förslag på hur det kan gå till.

I kapitel 9 redogörs för det utredningsbehov som har identifierats gällande ett dataregister.

I kapitel 10 för vi ett sammanfattande resonemang om hur vägen mot en trygg och konkurrenskraftig elförsörjning skulle kunna se ut.

Konsekvenserna av våra förslag beskrivs i kapitel 11 och författningskommentarer återfinns i kapitel 12.

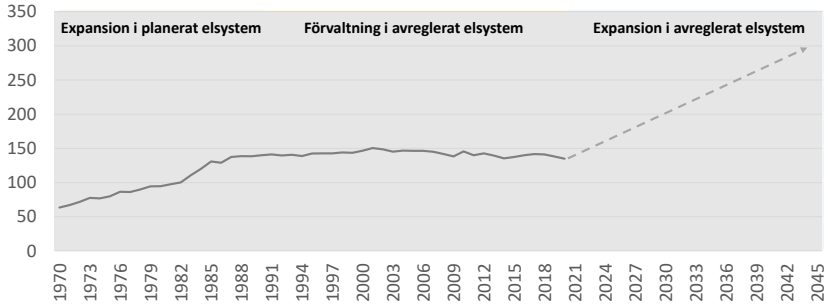
3 Ett elsystem i förändring

Sverige är ett av de länder i världen som använder mest el per invånare. Orsakerna till det är bland annat att vi har en hög andel elintensiv industri och att vi har ett stort uppvärmningsbehov som till stor del tillgodoses med el. En välfungerande elförsörjning kommer att bli alltmer betydelsefull för vårt ekonomiska välstånd, näringslivets konkurrenskraft och möjligheterna att nå de klimatpolitiska målen. Den pågående klimatomställningen förutsätts komma till stånd bland annat genom en ökad elektrifiering och genom att fossilfri el ersätter fossila bränslen (kol, olja och fossilgas) för många olika ändamål. Tillgängliga scenarier pekar på en kraftig ökning av elanvändningen under de kommande 10–20 åren.

Riksdagen har fattat beslut[1] om ett planeringsmål med innebörd att planeringen av det svenska elsystemet ska ge förutsättningar för att leverera den el som behövs för en ökad elektrifiering och för att möjliggöra den gröna omställningen. Enligt regeringens bedömning bör Sverige planera för att kunna möta ett elbehov om minst 300 TWh år 2045. Riksdagen har vidare beslutat om ett leveranssäkerhetsmål som innebär att det svenska elsystemet ska ha förmågan att leverera el där efterfrågan finns, i rätt tid och i tillräcklig mängd, i den utsträckning det är samhällsekonomiskt effektivt.

[1] Prop. 2023/24:105; bet. 2023/24:NU14; rskr. 2023/24:201.

Figur 3.1 Elanvändningen i Sverige 1970–2021 och en möjlig utveckling mot 2045 (TWh)



Källa: Prop. 2023/24:105.

Den förväntade snabba elektrifieringen innebär en ny situation för elsystemet som måste gå från en förvaltande till en mycket expansiv fas, vilket illustreras i figur 3.1. För att göra det möjligt att möta samhällets ökade behov av el och samtidigt säkerställa god försörjningstrygghet krävs en omfattande utbyggnad av elproduktionskapacitet, elnät och lagringsmöjligheter samt förbättrade möjligheter för flexibilitet.

Utvecklingen av elsystemet utgör en komplex utmaning som är förenad med stora osäkerheter. Det väcker en rad frågor om Sveriges framtida elförsörjning.

Vi beskriver utvecklingen i omvärlden i avsnitt 3.1. Förutsättningarna att planera och koordinera investeringar i elsystemet behandlas i avsnitt 3.2. Vi diskuterar bedömningar av Sveriges framtida elbehov i avsnitt 3.3. I avsnitt 3.4 beskriver vi vilka krav som måste ställas på det framtida elsystemet.

3.1 Utvecklingen i omvärlden

3.1.1 Investeringar globalt och i Europa

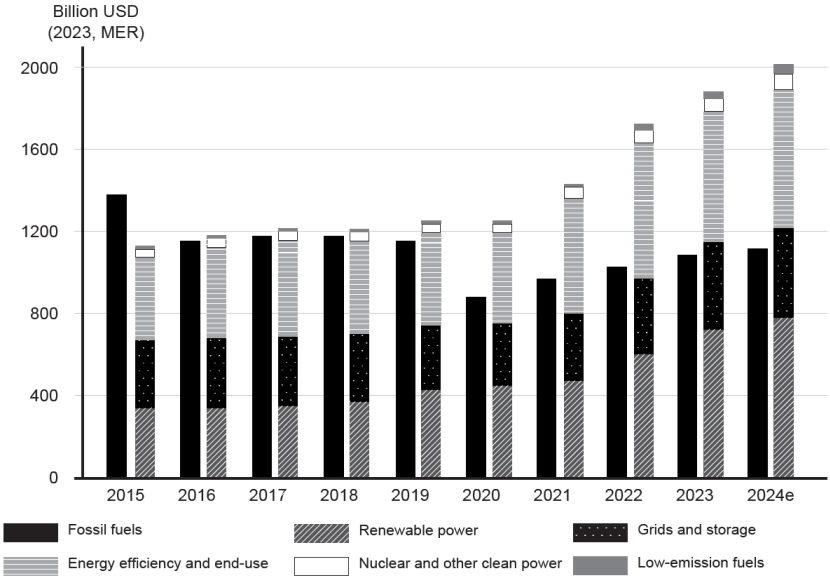
Energiförsörjningen är i hög grad globaliserad, och det finns starka samband när det gäller energiflödena och priserna på energi mellan olika regioner och energislag. Konflikten i Mellanöstern och Rysslands fullskaliga invasion av Ukraina visar på de fortsatta riskerna för energiförsörjningen i världen. Även om vissa effekter av den globala

energikrisen började avta 2023, är risken för fler störningar fortfarande hög enligt International Energy Agency (IEA). De senaste årens erfarenheter har visat hur snabbt beroenden kan förvandlas till sårbarheter, även för leverantörskedjor inom ren energi med hög marknadskoncentration. Marknaderna för både traditionella bränslen och ren teknologi blir allt mer uppdelade: sedan 2020 har nästan 200 handelsåtgärder, de flesta restriktiva, införts för ren energi globalt, jämfört med 40 under de fem föregående åren (IEA, 2024a).

Användningen av ren (icke-fossil) energi har accelererat kraftigt i världen under de senaste åren. Detta illustreras i figur 3.2. De viktigaste drivkrafterna är politiska beslut samt industrins strategier för en hållbar utveckling. Enligt IEA finns det en ökad osäkerhet på kort sikt om hur dessa policyer och strategier kommer att utvecklas. I länder som påverkats av höga energipriser, översvämningar och värmeböljor har energi- och klimatfrågor länge stått i fokus för den politiska debatten. Men energipolitik och klimatmål är inte de enda drivkrafterna bakom tillväxten av ren energi. Låga kostnader, snabb teknikutveckling och stark konkurrens om ledarskap inom ren energi bidrar också, eftersom sektorn bidrar till innovation, ekonomisk tillväxt och arbetstillfällen. Energiframtiden är mer komplex än någonsin och kan utvecklas på många olika sätt (IEA, 2024a).

Figur 3.2 Investeringar globalt i ren energi och fossila bränslen

Åren 2015–2024e



Källa: International Energy Agency (2024b), World Energy Investment (2024), IEA, Paris.

En annan global trend är en snabb elektrifiering. Den totala elanvändningen i världen har ökat dubbelt så snabbt som den totala efterfrågan på energi under det senaste decenniet. Två tredjedelar av ökningen har skett i Kina. I IEA:s scenarier för att möta nationella och globala klimatmål sker en snabb ökning av den globala elanvändningen, framför allt inom industrin, transportsektorn, sektorn för kylning samt inom datacenter och artificiell intelligens, AI (IEA, 2024a).

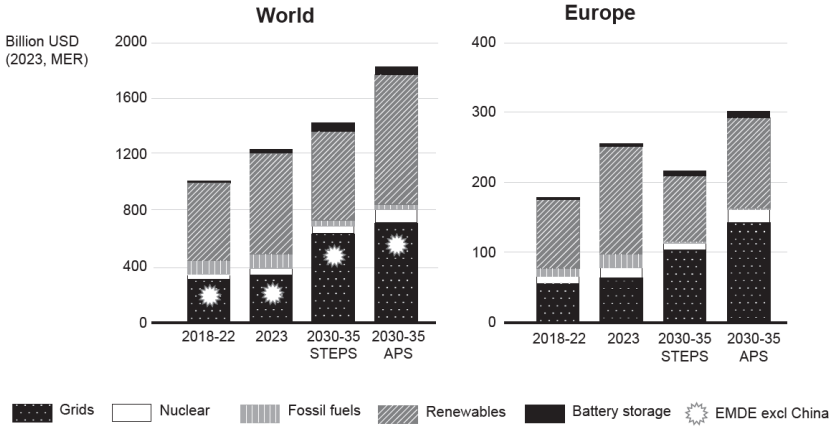
Investeringarna i förnybar elproduktion i världen ökar kraftigt. Även kärnkraft har mött ett ökat intresse i många länder. Sammantaget förväntas fossilfri elproduktion stå för mer än hälften av världens elproduktion före 2030. Efterfrågan på fossila bränslen – kol, olja och fossilgas – bedöms nå sin topp före slutet av decenniet (IEA, 2024a).

Med ökade investeringar i elproduktion följer också ökande investeringar i elnät. Utvecklingen går snabbast i Europa, USA och Kina. Figur 3.3 visar faktiska och bedömda investeringar i elsektorn globalt och i Europa för perioden 2018–2035. I Europa investeras

över 10 amerikanska dollar i ren energi för varje dollar som investeras i fossila bränslen. År 2023 nådde investeringarna i förnybar produktion nästan 110 miljarder dollar, en ökning med 6 procent från 2022 (IEA, 2024b).

Figur 3.3 Investeringar i elsektorn globalt och i Europa

Åren 2018–2035



Källa: International Energy Agency (2024b), World Energy Investment (2024), IEA, Paris.

3.1.2 EU:s klimat- och energipolitik

Utvecklingen i Sverige påverkas i hög grad av EU:s mål och regelverk inom energiområdet, inom den s.k. Energiunionen. Energipolitiken bygger på principerna om utfasning av fossila bränslen, konkurrenskraft, försörjningstrygghet och hållbarhet. Bland målen ingår att säkerställa en fungerande energimarknad och en trygg energiförsörjning inom EU samt främja energieffektivitet och energibesparingar, utveckling av förnybar energi och sammankoppling av energinät. Regler inom dessa områden ställer krav på medlemsländerna att genomföra nationell politik för att uppfylla mål som satts upp för hela unionen.

EU:s energipolitik hänger nära samman med EU:s klimatpolitik men även med bland annat miljö-, närings-, konkurrenskraft-, transport- och utrikes-/säkerhetspolitiken. Till exempel berörs energiområdet av sektorsövergripande EU-regler när det gäller

kritisk infrastruktur, cybersäkerhet och annan gemensam lagstiftning som hänger samman med försörjningstrygghet och säkerhet.

År 2019 antog EU bindande mål om klimatneutralitet i unionen senast 2050 och ett mål om att nettonollutsläppen av växthusgaser år 2030 ska ha minskats med minst 55 procent jämfört med år 1990. Lagstiftningspaketet Net Zero Industry Act, antagen i juni 2024, syftar till att tillgodose 40 procent av EU:s behov av ren teknologi senast 2030 och minska beroendet av import av energi.

En stor del av EU:s lagstiftning på energiområdet har nyligen reviderats och är på väg att genomföras i medlemsländerna. Det gäller exempelvis den fortsatta reformeringen av unionens elmarknad.

I januari 2025 publicerade EU-kommissionen en så kallad konkurrenskraftkompass för ökad konkurrenskraft och ökat välstånd[2]. Höga och volatila energipriser identifieras som en viktig utmaning, och det fastställs insatsområden för att underlätta tillgången till ren energi till överkomliga priser. I februari 2025 presenterade kommissionen en färdplan för EU:s konkurrenskraft och utfasning av fossila bränslen[3]. Enligt kommissionen måste EU-länderna, för att undvika en gradvis försvagning, öka sin konkurrenskraft genom ett tydligt fokus på innovation och grön omställning samt minska den administrativa bördan för företag genom regelförenkling. Billigare energi är en förutsättning för EU:s konkurrenskraft. För att sänka hushållens och företagens energikostnader och främja övergången till en koldioxidsnål ekonomi har kommissionen lagt fram en handlingsplan för energi till överkomliga priser[4]. Målet är att:

- snabba på elektrifieringen och utbyggnaden av ren energi,
- fullborda den inre energimarknaden med fysiska sammanlänkningar,
- använda energin mer effektivt och minska beroendet av importerade fossila bränslen.

[2] Meddelande från kommissionen till Europaparlamentet, rådet, Europeiska ekonomiska och sociala kommittén samt Regionkommittén: *En konkurrenskraftskompass för EU*. COM(2025)30.
[3] Meddelande från kommissionen till Europaparlamentet, rådet, Europeiska ekonomiska och sociala kommittén samt Regionkommittén. *Given för en ren industri för konkurrenskraft och utfasning av fossila bränslen i EU.* COM(2025)85.
[4] Meddelande från kommissionen till Europaparlamentet, rådet, Europeiska ekonomiska och sociala kommittén samt Regionkommittén. *Handlingsplan för energi till överkomliga priser.* COM(2025)79.

Sammanfattningsvis kan konstateras att de globala energisystemen förändras i snabb takt. Investeringarna i ren energi har ökat, vilket har påverkat kostnaderna i leverantörskedjor. Den nya geopolitiska situationen gör att osäkerheterna på kort sikt har ökat. Klimatförändringarna får alltmer påtagliga effekter, och det politiska trycket ökar på utfasning av fossila bränslen. Energi- och klimatfrågor står fortsatt i fokus i EU-politiken.

3.2 Det svenska elsystemet

Huvudpulsådern i det svenska elsystemet är det högspända transmissionsnätet som ägs av staten och förvaltas av Svenska kraftnät. Det består av cirka 17 500 km kraftledningar, drygt 175 transformator- och kopplingsstationer samt utlandsförbindelser med både växel- och likström. Transmissionsnätet kopplar med sina 157 anslutningspunkter ihop storskalig elproduktion, som vatten- och kärnkraft, med regionala elnät. Se figur 3.4.

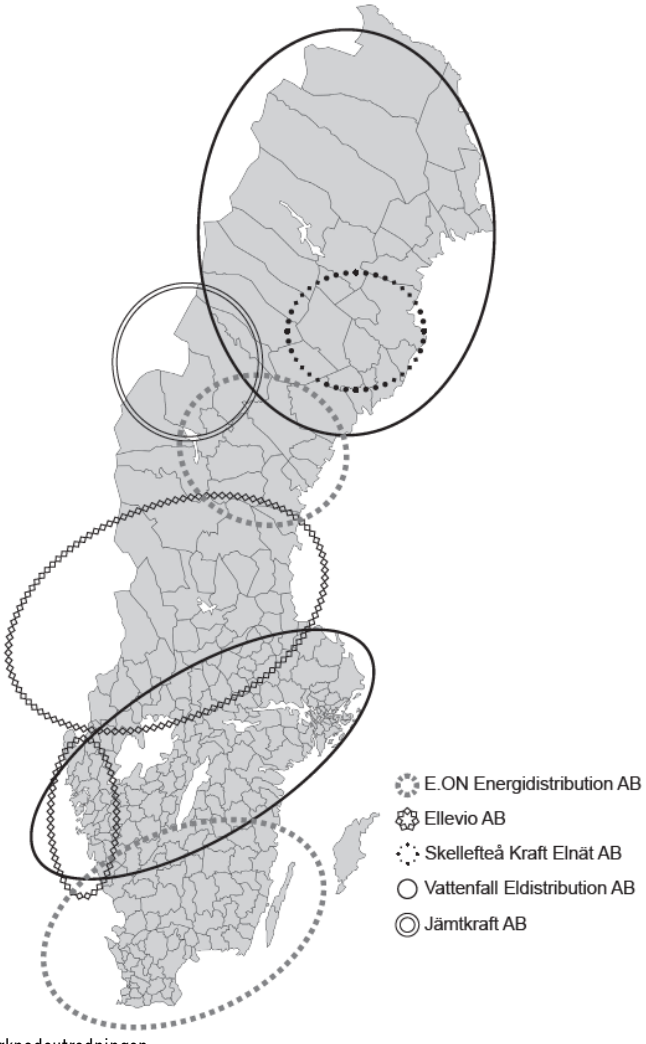
Figur 3.4 Det svenska transmissionsnätet inklusive utlandsförbindelser

Källa: Svenska kraftnät.

Regionnäten ansluter till transmissionsnätet och har vanligen spänningsnivåer på mellan 30 och 130 kilovolt. Regionnätens övergripande funktion är att överföra och transformera el till och från transmis-

sionsnätet, till och mellan lokalnät och ett antal större industrier samt att ta emot och transportera el från de elproduktionsanläggningar som är anslutna till regionnätet. Förutom att utgöra renodlade anslutningsledningar till större förbrukare och elproducenter ingår regionledningar ofta i ett tekniskt och driftsmässigt sammanhängande ledningsnät, se figur 3.5 för en schematisk bild över hur regionnätsledningarna i Sverige är fördelade mellan de större regionnätsföretagen.

Figur 3.5 Schematisk bild över regionnätens fördelning mellan de större regionnätsföretagen



Källa: Elmarknadsutredningen.

Lokalnäten ansluter till regionnäten i en eller flera gränspunkter och transporterar el till hushåll och andra slutkunder. Spänningen i de lokala näten ligger vanligen på 10 eller 20 kilovolt, även om högre spänningsnivåer förekommer. Dessa nät matar i sin tur lågspänningsnäten på 0,4 kilovolt. Valet av spänningsnivå på respektive nätnivå är baserad på kapacitet och avstånd. Lokalnäten ägs av cirka 160 företag med varierande storlek och ägandeformer. Det svenska elsystemet[5] är integrerat med det europeiska elsystemet genom högspända överföringsförbindelser till våra nordiska grannländer samt till Litauen, Polen och Tyskland.

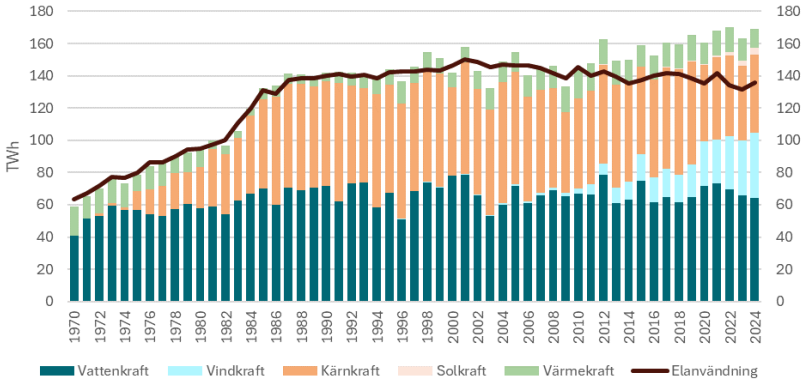
Sedan början av 2000-talet har elanvändningen varit i stort sett oförändrad medan det skett en ökning i elproduktionen. Den svenska elproduktionen baseras till stor del på vattenkraft och kärnkraft som tillsammans stod för mer än två tredjedelar av elproduktionen under 2023, en andel som minskat från 96 procent 1990. Utbyggnaden av förnybar el har varit omfattande under 2000-talet. Vindkraften har stått för den största delen av ökningen och svarade 2023 för drygt 20 procent av Sveriges totala elproduktion. Solkraft har också vuxit snabbt och förväntas fortsätta att öka i betydelse. Dess produktion utgjorde 2 procent av Sveriges samlade elproduktion 2023, och ökade till 3 procent 2024[6].

Sveriges totala elproduktion uppgick till 163 TWh under 2023 och preliminärt till 169 TWh under 2024. Produktionen varierar relativt starkt mellan åren vilket framgår av figur 3.6. Trenden sedan 1990 visar dock på en ökad årlig elproduktion.

[5] För en närmare beskrivning av det svenska elsystemets uppbyggnad, funktion samt hur elmarknaderna är organiserade hänvisas till Finansdepartementet (2024).
[6] Preliminär statistik för 2024.

Figur 3.6 Sveriges elproduktion per kraftslag och total elanvändning, TWh

Åren 1970–2024



Källa: Energimyndigheten.

Elproduktionen från fossila energikällor uppgick till ungefär 1,6 TWh under 2024[7] vilket bara motsvarade någon procent av totalt producerad el. Andelen fossilbaserad elproduktion har legat på ungefär samma nivå sedan 1990. Den fossila elproduktioner sker framför allt med restgaser från stålindustrin och med den fossila delen av avfall.

Under de senaste decennierna har elhandeln med våra grannländer ökat kraftigt. Under 2024 var den svenska nettoexporten av el drygt 33 TWh vilket är i nivå med 2022 som noterade den hittills högsta nettoexporten från Sverige. Det är det fjortonde året i rad som Sverige är en nettoexportör av el på årsbasis och volymerna har ökat de senaste åren.

Som framgått ovan behöver elsystemet, efter en lång period av relativt konstant elanvändning, nu byggas ut kraftigt för att möta en snabbt ökande efterfrågan på el. Detta är på många sätt en ny situation. Sveriges elsystem expanderade visserligen kraftigt även under 1970- och 1980-talen, men det skedde på en reglerad elmarknad med ett statligt affärsverk som ägde både stamnät och huvuddelen av elproduktionen.

Omregleringen av elmarknaden i slutet av 1990-talet innebar att elmarknaden delades upp i två huvuddelar. Den ena delen utgörs av den konkurrensutsatta marknaden som omfattar produktion och handel med el. Elpriset bestäms av utbud och efterfrågan på en ge-

[7] Preliminär statistik för 2024.

mensam europeisk elbörs. Detta har lett till ökad marknadsdynamik, effektivare resursfördelning och större valfrihet för elanvändare, men också till nya utmaningar, såsom större prisvariationer och behov av mer flexibilitet i elsystemet.

Den andra delen av elmarknaden är den reglerade marknaden för överföring av el (marknaden för nättjänster). Skälet till att denna marknad är reglerad är att elnätsverksamhet bedöms utgöra ett så kallat naturligt monopol. Elnätsföretagens högsta tillåtna intäkter regleras av Energimarknadsinspektionen (Ei). Regleringen innebär att Ei i förväg och för fyra år i taget sätter ett tak (ett maxbelopp) för summan av avgifterna som ett elnätsföretag får ta ut av sina kunder. Det kallas för företagets intäktsram.

Förutsättningarna för att utveckla elsystemet i den omfattning som nu planeras skiljer sig således från vad som gällde under tidigare expansionsfaser. På dagens komplexa och omreglerade elmarknader behöver en stor mängd aktörer fatta olika beslut som gemensamt leder till att elsystemet utvecklas i rätt takt tidsmässigt och geografiskt. Hänsyn behöver också i allt högre grad tas till andra väsentliga samhällsintressen. Detta kräver ett stort mått av planering där staten har central roll i att koordinera utbyggnaden och hantera målkonflikter. Riksdagens beslut om planeringsmål och leveranssäkerhetsmål våren 2024 ska ses mot denna bakgrund. Vi återkommer till frågan om elsystemets utveckling i avsnitt 3.3 och 3.4.

Prisbildningen på el

Priset på el i dagen före-marknaden[8] bestäms av utbud och efterfrågan. Om det råder konkurrens i budgivningen kommer säljarnas bud att vid varje tidpunkt ligga nära deras rörliga produktionskostnader. Följden blir att de produktionsanläggningar som har lägst produktionskostnader används först för att möta efterfrågan. Därefter tas successivt dyrare anläggningar i bruk i den mån de behövs. Om efterfrågan är låg och en stor andel av den tillgängliga elen kommer från kraftslag med låg rörlig kostnad, till exempel vind- och vattenkraft, blir priset lägre. Om efterfrågan däremot är hög och en stor del av elen behöver komma från kärnkraft eller andra ener-

[8] Dagen före-marknaden benämns ibland spotmarknaden. Se avsnitt 4.2 för en beskrivning av handeln med el på olika tidshorisonter.

gislag med högre produktionskostnad, så blir elpriset högre. Denna modell för prissättning benämns *marknadsprissättning* eller ibland *marginalkostnadsprissättning*. Om tillgänglig överföringskapacitet mellan elområden är mindre än överföringsbehovet måste marknaden delas. Då beräknas ett pris för varje elområde, samt ett systempris som är det pris skulle gälla om inga begränsningar fanns i överföringskapacitet mellan de nordiska elområdena. Systempriset används ofta som referens för prisnivån på elbörsen, samt som referenspris för finansiella kontrakt. Fram till november 2011 utgjordes Sverige av ett enda sammanhållet elområde. Från och med november 2011 har Sverige delats in i fyra elområden (SE1–SE4), se figur 3.7. De nordiska länderna innehåller totalt tolv elområden. Det pågår för närvarande en översyn av indelningen av elområden i Europa[9].

[9] Svenska kraftnät ansvarar som systemansvarig för det svenska överföringssystemet för el, för att genomföra Sveriges översyn. Arbetet styrs av EU:s gemensamma regelverk.

Figur 3.7 Transmissionsnätets indelning i elområden

Källa: Svenska kraftnät.

Ett av huvudsyftena med den omreglerade elmarknaden är att prissignalen på olika delmarknader ska resultera i effektiv användning av tillgänglig överföringskapacitet, produktionsresurser samt flexi-

bilitet från elanvändare och energilager så att kostnaden för att kontinuerligt upprätthålla balansen minimeras. Konkurrensutsättningen bidrar också till en kontinuerlig effektivisering av produktionsapparaten över tid genom att olönsamma anläggningar med få drifttimmar läggs i malpåse eller avvecklas. Investeringar i produktionskapacitet förutsätts ske om det behövs för att producera den energi som konsumenterna är villiga att betala för. Så länge som marknadspriset på el speglar denna betalningsvilja bör elproducenter, enligt logiken för en energy-only-marknad[10], ha tillräckliga incitament att bygga anläggningar när så behövs.

Elprisutvecklingen

Det svenska transmissionsnätet transporterar stora mängder el från produktionen i norr till förbrukarna i söder. Sverige har *i genomsnitt* ett väl tilltaget transmissionsnät såväl inom landet som gentemot angränsande länder. Men eftersom produktionen och förbrukningen av el varierar kraftigt över dygnet, veckan och året uppstår likväl stundtals överbelastningar (flaskhalsar) i transmissionssystemet. Lokala flaskhalsar uppstår även i överföringsnätet kring storstadsregionerna, särskilt Stockholm, vilket ibland medför risk för lokal elbrist (Tangerås, Holmberg & Le Coq, 2025).

Sverige har under lång tid haft EU:s lägsta genomsnittliga elpriser på elbörsen. Däremot råder det stora skillnader i elpriset inom landet. Sedan elområden infördes i Sverige 2011 har det rått överskott på el i de två norra elområdena och underskott i de två södra. Det har resulterat i prisskillnader mellan norra och södra Sverige på i genomsnitt cirka 5 öre per kWh. Sedan i början av 2020 har prisskillnaderna i södra Sverige börjat samvariera med priserna på den europeiska kontinenten, och prisskillnaderna mellan de norra och de södra områdena har ökat väsentligt. Nedläggningen av kärnkraft och annan planerbar kraftproduktion har inte bara minskat tillgången på el i södra Sverige och därmed ökat behovet att överföra el från andra områden. Det har också reducerat transmissionsnätets överföringsförmåga från norr till söder. Samtidigt har stora investeringar skett i ny elproduktion i form av vindkraft i Sverige, men investe-

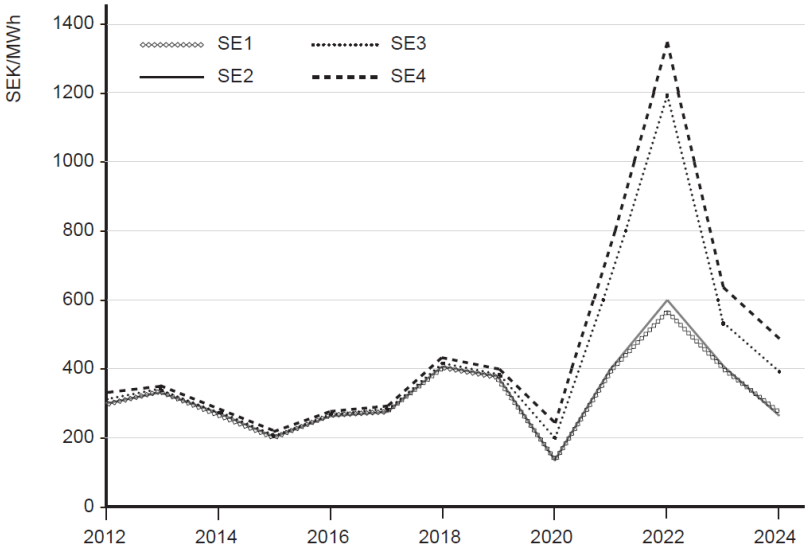
[10] Med termen *energy-only market* avses en marknad där elproducenter får betalt för den energi de producerar och levererar, och levererar inte någon separat ersättning för att produktionsresurser ska finnas tillgängliga.

ringarna har främst varit koncentrerade till de norra delarna av landet (Diczfalusy & Hellner, 2023).

Skillnaderna i elprisutvecklingen mellan norra och södra Sverige framgår av figur 3.8 som visar hur volymviktade reala priser har utvecklats sedan 2012. Med volymviktade priser avses att beräkningen har tagit hänsyn till hur mycket el som förbrukas, baserat på data från elbörsen Nord Pool.

Figur 3.8 Volymviktade reala årsmedelpriser i SE1–SE4, (kr/MWh)

Åren 2012–2024



Källa: Svenska kraftnät.

För SE1 och SE2 har de volymviktade reala priserna under 2024 fallit jämfört med genomsnittet för perioden 2012–2019 med 22 procent respektive 13 procent. För SE3 var det volymviktade reala priset 2024 26 procent högre jämfört med genomsnittet för perioden 2012–2019. För SE4 var det volymviktade reala priset cirka 60 procent högre än genomsnittet för perioden 2012–2019.

3.3 Scenarier för elsystemets utveckling

3.3.1 Sveriges framtida elförbrukning

Som framgått ovan är ett av de viktigaste motiven för elektrifieringen att med hjälp av fossilfri el fasa ut de klimatskadliga utsläppen. År 2017 antog Sverige ett klimatpolitiskt ramverk. Ramverket består av en klimatlag, ett klimatmål och regler om ett klimatpolitiskt råd. Det långsiktiga målet innebär att Sverige inte ska ha några nettoutsläpp av växthusgaser till atmosfären senast år 2045, för att därefter uppnå negativa utsläpp.[11]

För att de klimatpolitiska målen ska nås krävs drastiska minskningar i utsläppen av växthusgaser från transportsektorn och industrin[12]. Omställningen kommer att leda till en kraftig ökning av elanvändningen, men det finns stora osäkerheter om utvecklingen både på kort och lång sikt.

I Energimyndighetens senaste kortsiktsprognos från mars 2025 ökar elanvändningen från 136 TWh 2024[13] till 148 TWh år 2028 (Energimyndigheten, ER 2025:06). I myndighetens scenarier för utvecklingen på lång sikt bedöms elbehovet ligga i intervallet 217–322 TWh för 2045 och för 2050 mellan 223–357 TWh (Energimyndigheten, ER 2025:13), se tabell 3.1.

Tabell 3.1 Långsiktiga scenarier för elanvändningen i Sverige

År 2045 och 2050

Elanvändning (TWh)	2024	2045 Lägst	2045 Högst	2050 Lägst	2050 Högst
Industri	44	65	75	65	92
El till vätgas, industrin		24	96	27	94
Bostäder och service m.m.	71	74	75	75	97
Varav datahallar		4	16	4	23
Transporter	5	27	28	28	31
Fjärrvärme, raffinaderier m.m.	5	12	17	12	16
Överföringsförluster	10	16	24	17	26
Totalt	**136**	**217**	**322**	**223**	**357**

Källa: Energimyndigheten (ER 2025:13).

[11] Prop. 2016/17:146; bet. 2016/17: MJU24; rskr. 2016/17:320.
[12] Ungefär två tredjedelar av Sveriges utsläpp av växthusgaser 2023 kommer från industrin och transportsektorn, www.naturvardsverket.se.
[13] Preliminär statistik för 2024.

Elförbrukningen förväntas främst öka i Norrbottens län följt av Västra Götaland, dvs. i SE1 och SE3. För scenarier där elförbrukningen ökar som mest i norra Sverige kommer genomsnittspriset i SE1 bli högre än genomsnittspriset i SE4 (Svenska kraftnät 2024a).

Industrins elförbrukning förväntas ligga i intervallet 92–186 TWh år 2050. En stor del av den förutsedda ökande efterfrågan på el kan tillskrivas behovet av så kallad grön (icke fossilbaserad) vätgas i industrin, särskilt som insatsvara i gruv- och stålindustrin samt vid produktion av elektrobränslen. Elektrobränslen är ett samlingsnamn för drivmedel tillverkade av fossilfri el, vatten/vätgas och koldioxid eller kväve. De kan exempelvis användas i vägfordon, fartyg och flygplan. Grön vätgas produceras genom elektrolys av vatten och är mycket energikrävande. Behovet av el för produktion av vätgas bedöms uppgå till 27–94 TWh år 2050 vilket kan sättas i relation till det bedömda totala elbehovet om 223–357 TWh vid samma tidpunkt (Energimyndigheten, ER 2025:13). Osäkerheterna är dock stora för om och när i tiden de stora industriprojekten blir genomförda och i vilken takt deras produktion av varor – och därmed deras elbehov – trappas upp (Energimyndigheten, ER 2025:03)

En anledning till den stora osäkerheten i scenarierna för industrin är att vätgasen främst kommer att användas i nya och delvis oprövade verksamheter. Vidare används vätgasen som insatsvara i produkter som säljs på en konkurrensutsatt global marknad. Det innebär att den framtida vätgasproduktionen i Sverige är känslig för systemkostnaden för el i Sverige i förhållande till utlandet. Vätgasproduktionen är också känslig för EU:s handelspolitik, såsom klimattullar, samt för statligt stöd från EU och Sverige.

En annan källa till osäkerhet är att ett fåtal stora industriprojekt kommer att avgöra hur stor vätgasproduktionen blir i Sverige. Hybrit, där vätgas ska användas till att reducera syret i järnmalmen är det största vätgasprojektet som planeras i Sverige. Projektet är ett samarbete mellan LKAB, SSAB och Vattenfall och behöver, om det byggs fullt ut, 70–80 TWh el. Hybrit har också planer på att bygga ett stort lager för vätgas. Om det skulle fullföljas, så skulle det innebära att företaget kan minska eller helt stänga av tillverkningen av vätgas om elpriset är högt under längre perioder. Det skulle i så fall kunna bidra till att stabilisera elpriserna. Även andra vätgasprojekt kan bidra med stabilisering av elpriset i form av så kallade stödtjänster och avhjälpande åtgärder (se kapitel 6), även om deras lagringskapa-

citet är väsentligt lägre. I scenarier med en omfattande utbyggnad av vätgasproduktion bedömer Svenska kraftnät att dessa projekts bidrag till balanseringen av produktion och förbrukning kommer att vara ungefär lika stort som vattenkraftens nuvarande bidrag (Finansdepartementet, 2024).

Hela den väntade ökningen i ökningen i elförbrukningen i industrin hänger dock inte samman med vätgasproduktion. Exempelvis väntas teknikindustrins elbehov väntas öka med 7 TWh fram till 2035, främst till följd av tillverkning av batterier till fordonsbranschen och andra tillämpningar. Även digitaliseringen påverkar elförbrukningen. Energimyndigheten beräknar att datacenter använde ungefär 4,5 TWh el under 2022, och behovet i denna sektor uppskattas till ungefär 5 TWh år 2030. Med hänsyn till den accelererade användningen av artificiell intelligens, som är mycket energikrävande, kan detta enligt vissa bedömare vara en underskattning (Tangerås, Holmberg & Le Coq, 2025).

Även transportsektorn genomgår en elektrifiering som bidrar till en ökad elanvändning. Här förutses många små ökningar av elanvändningen i många uttagspunkter som framför allt finns på lokalnätsnivå. Utvecklingen är beroende av EU-krav på fordon, så som exempelvis förbud mot försäljning av fossildrivna fordon, att laddinfrastruktur byggs ut i tillräcklig omfattning samt att det säljs stora volymer elfordon.

Elanvändningen i transportsektorn uppgick till ungefär 5 TWh år 2024. Förbrukningen väntas öka till cirka 10 TWh till 2030, för att 2050 uppgå till cirka 30 TWh. Elektrifieringen väntas ske snabbast inom persontrafiken (elfordon och laddhybrider). Publik och icke-publik laddinfrastruktur har byggts ut i snabb takt de senaste åren. Tillväxttakten har dock mattats av under det senaste året. Detta beror bland annat på minskad köpkraft hos de svenska hushållen och på förändrade styrmedel som minskat elfordonens konkurrenskraft gentemot fordon med förbränningsmotor (Energimyndigheten, ER 2025:03).

Sammanfattningsvis varierar tillgängliga bedömningar av Sveriges framtida elförbrukning starkt mellan olika scenarier. Elbehovet väntas genomgående öka kraftigt på både kort och lång sikt, men osäkerheterna är stora. Osäkerheterna beror främst på vid vilken tidpunkt och i vilken omfattning som industrins planerade investeringar i fossilfri teknik kommer att genomföras. Det gäller sär-

skilt de vätgasbaserade projekten som förbrukar stora mängder el. Samtidigt bör påpekas att även de mest försiktiga scenarierna innebär en kraftig ökning av elförbrukningen i förhållande till dagens nivå.

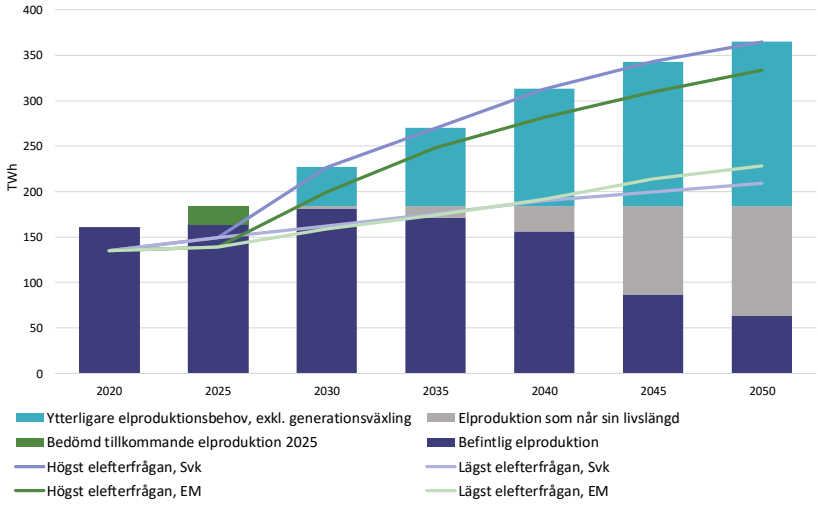
3.3.2 Investeringsbehovet i elsystemet

Det planeringsmål som riksdagen beslutat om slår fast att det svenska elsystemet ska ge förutsättningar att leverera den el som behövs för en ökad elektrifiering och för att kunna möta den gröna omställningen. Regeringens bedömning att elsystemet ska kunna möta en efterfrågan om minst 300 TWh förutsätter att det sker en kraftig utbyggnad av den svenska elproduktionen. Lägre nivåer av utbyggnad innebär bland annat att industrins gröna omställning inte kan genomföras fullt ut och att transportsektorn inte elektrifieras i lika hög utsträckning.

Energimyndigheten, Ei, Svenska kraftnät och Trafikverket belyser behovet av investeringar i elsystemet för att möta en ökande efterfrågan i en gemensam rapport, Myndighetsgemensam uppföljning av samhället elektrifiering (Energimyndigheten, ER 2025:03).

I figur 3.9 illustreras bedömt elbehov i kortsiktiga prognoser och långsiktiga scenarier fram till 2050, jämfört med befintlig elproduktion, prognosticerat tillskott 2025, elproduktion som når sin livslängd och ytterligare behov av elproduktion för att nå det högsta bedömda elbehovet, TWh.

Figur 3.9 Bedömt elbehov i kortsiktiga prognoser och långsiktiga scenarier till 2050, jämfört med befintlig elproduktion, prognostiserat tillskott till 2025, elproduktion som når sin livslängd och ytterligare behov av elproduktion för att nå det högsta bedömda elbehovet, TWh



Källa: Energimyndigheten (ER 2025:03).

Efterfrågan på el och effekt påverkas av utvecklingen av flexibilitetstjänster och lagringslösningar. Dessa kan dämpa efterfrågan på ny elproduktion och bidra till ett mer hållbart, konkurrenskraftigt och försörjningstryggt elsystem. De senaste årens volatila priser visar på betydelsen av ökad flexibilitet hos slutanvändarna.

Osäkerheten om den kommande efterfrågan på el innebär att behovet av utbyggd elproduktionskapacitet skiljer sig markant mellan det högsta och lägsta fallet i scenarierna. Utfallet påverkas också av i vilken mån reinvesteringar i befintlig elproduktion, som hinner nå sin bedömda livslängd, inkluderas. Reinvesteringarna i elproduktion motsvarar cirka 100 TWh till 2045 och 120 TWh till 2050. Befintlig elproduktion som hinner nå sin bedömda livslängd utgörs främst av vindkraft och befintlig kärnkraft (om inte livstiden förlängs).

Om Sverige ska bygga ut elproduktionen för att möta scenariot med lägre elbehov, så räcker befintlig elproduktion inklusive bedömd utbyggnad av vind- och solkraft till 2025, för att möta den inhemska

efterfrågan på årsbasis till 2035. För att möta elbehovet till 2045 behöver ungefär 15 TWh ytterligare elproduktion tillkomma och till 2050 krävs ett ytterligare tillskott på 25 TWh. Om reinvesteringar för att ersätta de befintliga produktionsanläggningar som hinner nå sin livslängd inkluderas så krävs ett tillskott på ungefär 115 TWh elproduktion till 2045 och på 145 TWh till 2050. Även om befintlig elproduktion täcker behovet till 2035 i detta scenario, så kommer det mot denna bakgrund att vara utmanande att realisera de förväntade behoven av reinvesteringar och nyproduktion till 2050.

Om Sverige ska bygga ut elproduktionen för att möta det högre elbehovet så behöver närmare 50 TWh ytterligare elproduktion tillkomma redan till 2030, ungefär 155 TWh till 2045 och 180 TWh till 2050. Om reinvesteringar för att ersätta de befintliga produktionsanläggningar som hinner nå slutet på sin livslängd till 2045 inkluderas så behöver ungefär 255 TWh elproduktion tillkomma till 2045 och 300 TWh till 2050.

Sverige har en stor utbyggnadspotential för såväl land- som havsbaserad vind liksom för solkraft och kärnkraft. Fram till början av 2030-talet är det framför allt en utbyggnad av landbaserad vindkraft och solkraft samt effekthöjningar inom vattenkraft, kraftvärme och befintlig kärnkraft som bedöms kunna möta ett ökat elbehov. På längre sikt bedöms även havsbaserad vindkraft och ny kärnkraft kunna bidra med ny elproduktion. Även biobränslebaserad el från kraftvärmeverk kan spela en roll, framför allt när det gäller att tillgodose effektbehoven (Energimyndigheten, ER 2025:03).

Drivkrafter för nätutveckling

Utöver investeringar i ny kraftproduktion krävs också omfattande investeringar i nya kraftledningar samt reinvesteringar och systemförstärkningar i befintligt elnät. Detta är ett nödvändigt villkor för att möta ett ökat elbehov, ansluta mer elproduktion och uppgradera Sveriges åldrande elnät. En viktig insikt är att en stor del av dessa investeringar utgörs av reinvesteringar som behöver genomföras oavsett framtidsscenario (Svenska kraftnät, 2023a).

I ett scenario med en kraftig elektrifiering av industrin i de norra delarna av Sverige förändras flödena av el, från att elproduktion i norr förs till användare i söder till att detta flöde mattas av redan på

kort sikt och vidare till ett tidvis omvänt flöde på längre sikt (Energimyndigheten, ER 2025:03).

Behovet av förnyelse i det nationella transmissionsnätet utgör den enskilt största andelen av Svenska kraftnäts investeringsvolym i anläggningsåtgärder under den kommande tioårsperioden. Andra drivkrafter för nätutveckling i transmissionsnätet är systemförstärkningar för att öka kapaciteten inom enskilda elområden, anslutning av nya användare och ny kraftproduktion samt marknadsintegration för att öka eller bibehålla handelskapaciteten inom Sverige och mellan Sverige och våra grannländer (Svenska kraftnät, 2023a).

Omställningen av elsystemet påverkar också behovet av investeringar i elnäten på lägre spänningsnivåer. Det gäller i såväl regionnät som lokalnät som kommer att behöva utvecklas till följd av nyanslutning av produktion och konsumtion, förändringar i anslutna kunders kapacitet samt bortbyggande av flaskhalsar. För både region- och lokalnät beräknas reinvesteringar ofta innebära ökad överföringskapacitet (Sweco, 2023).

Nya kundanslutningar kan innebära olika typer av utmaningar för ett nätföretag, beroende på vad för slags förbrukning det handlar om. Exempelvis konstaterar Vattenfall i en skrivelse[14] till utredningen att upp till 90 procent av den ökade elanvändning som redovisas i scenarier med kraftig elektrifiering i industrin förväntas komma i elområden där Vattenfall har elnät. De allra största projekten (så kallade megaprojekt), exempelvis stålindustrin i norra Sverige, kräver i storleksordningen tio gånger så stor total anslutningseffekt som en medelstor svensk stad. Det kräver nybyggnation av såväl transmissionsnät som regionnät. Denna typ av projekt karakteriseras av att de involverar ett fåtal aktörer, hanterar långa tidslinjer och innehåller stora osäkerheter i form av exempelvis prisutveckling av slutkundens produkt på världsmarknaden.

För att möta behoven hos små och medelstora industrikunder kan det enligt Vattenfall i stället handla om att teckna nya respektive höja befintliga abonnemang när industriella processer ska elektrifieras och behovet av el ökar. Enligt Vattenfall råder det stor osäkerhet i planeringsskedet om storleken på det samlade effektbehov som slutligen kommer att uppstå i elnätet i framtiden. Inte sällan överskattar industrikunderna sitt framtida effektbehov.

[14] Skrivelse från Vattenfall om systemansvar inkommen den 20 december 2024.

Sammanfattningsvis kan konstateras att behovet av investeringar i elsystemet är mycket stort. Även om några av de gröna industriprojekten skulle falla ifrån krävs omfattande investeringar i både elnät och elproduktion, såväl i form av reinvesteringar som för att tillgodose nya behov.

3.4 Hur kan elsystemet framtidssäkras?

En trygg energi- och elförsörjning är en grundförutsättning för en välfärdsnation. I en snabbt föränderlig värld rymmer elförsörjningen emellertid stora utmaningar. El måste kunna levereras när den behövs och där den behövs, året runt och under dygnets alla timmar, både i normalläge och under påfrestning.

Samhällets behov av el måste kunna tillgodoses både vid dagens förbrukningsnivå och i ett framtida scenario med en kraftigt ökad elanvändning. När en allt större del av samhället elektrifieras ökar vikten av ett robust, kostnadseffektivt och leveranssäkert elsystem. Samhällsutvecklingen är snabbrörlig och komplex samtidigt som kraven på det framtida elsystemet är mycket höga.

Det säkerhetspolitiska läget i världen och i vårt närområde har försämrats. Det ökar kraven på beredskap och säkerhetsskydd. Det framtida elsystemet behöver vara anpassat för svåra påfrestningar och i värsta fall krig.

Ökad elektrifiering är den primära åtgärden för att fasa ut användningen av fossila bränslen, framför allt inom industrin och i transportsektorn. Det gäller såväl i Sverige som globalt. Omställningen skapar nya möjligheter för näringsliv och industri, samt bidrar till regional utveckling. Men den innebär också utmaningar, inte minst för elsystemet. Svenska hushåll och företag måste kunna lita på att el kommer att kunna levereras till dem på ett tryggt sätt och till skäliga priser, även då behoven i industrin och övriga samhället ökar.

Låga elpriser har historiskt varit och bör även framgent vara en viktig förutsättning för Sveriges konkurrenskraft. Industrins omställning går snabbt, men planerna går inte alltid i takt med de långa ledtider som kännetecknar utbyggnaden av elnät och nya elproduktionsanläggningar. För att tillfredsställa behoven och inte hindra utvecklingen behöver utbyggnadstakten i elsystemet öka, ledtiderna kortas och tillståndsprocesserna förenklas. Samtidigt måste målkon-

flikter av olika slag kunna lösas, till exempel gentemot lokala miljöhänsyn, acceptans bland medborgarna etc.

Ökad elförbrukning kräver mer elproduktion – på rätt ställe. I Sverige står det i dag marknadsaktörerna helt fritt att lokalisera av ny elproduktion där det marknadsmässigt är mest fördelaktigt. Även i andra länder som Norge, Danmark, Finland, Storbritannien och Tyskland är det marknadsaktörer som fattar investeringsbeslut. Staten i dessa länder har dock en tydligare roll i att identifiera områden som bedöms vara särskilt lämpliga för elproduktion[15]. I Havsvindutredningen föreslås ett auktionssystem för havsbaserad vindkraft i Sverige (SOU 2024:89). Enligt förslaget kan staten, med ett auktionssystem, i ett tidigt skede peka ut områden där det är lämpligt och önskvärt att bygga ut vindkraften utifrån de samlade intressena i havet.

Samtidigt som stora mängder ny elproduktion, främst i form av sol- och vindkraft, tillkommit på den europeiska elmarknaden de senaste åren utmanas möjligheten att tillfredsställa behovet av effekt i varje given tidpunkt. Flera länder, inklusive Sverige, blir därmed i allt högre grad beroende av att tidvis importera el.

Olika typer av flexibilitets- och lagringslösningar blir allt viktigare för att jämna ut obalanser, och utvecklingen av sådana lösningar går snabbt. Allt billigare batterier förväntas leda till ökade investeringar i energilager som används i elsystemet. För det framtida europeiska energisystemet spås fossilfri vätgas kunna få en viktig roll. Det finns ambitiösa planer på att bygga ut vätgasnätet både i Sverige och i övriga Europa.

Sedan flera år har den EU-gemensamma styrningen och regleringen av energisektorn ökat. Det regulatoriska regelverket blir alltmer omfattande i takt med att EU:s ambitionsnivå inom energiområdet höjs. Även andra regelverk, till exempel inom miljöområdet, får stor inverkan på elsystemet.

Digitaliseringen av samhället och specifikt energisektorn fortsätter. Allt fler uppgifter och arbetsmoment automatiseras, och i takt med det ökar kraven på överföring av stora mängder korrekta och kvalitetssäkrade datauppgifter. Den ökade digitaliseringen skapar nya möjligheter men också nya utmaningar.

Riksdagens leveranssäkerhetsmål innebär att det svenska elsystemet ska ha förmågan att leverera el där efterfrågan finns, i rätt tid

[15] Prop. 2023/24:105 s. 28.

och i tillräcklig mängd, i den utsträckning det är samhällsekonomiskt effektivt. Det är en komplex utmaning. Investeringar i befintlig och ny teknik i elsystemet kommer att genomföras av en mängd aktörer på en konkurrensutsatt elmarknad respektive inom ett elnätsmonopol där förutsättningarna samtidigt är beroende av en liknande utveckling i Norden, EU och i övriga världen. I regeringens proposition om energipolitikens långsiktiga inriktning[16] betonas att staten behöver ta en tydligare roll i energiplaneringen även om det även framgent är marknadsaktörerna som fattar investeringsbeslut. Svenska kraftnät har givits det övergripande ansvaret för en regelbunden uppföljning av leveranssäkerhetsmålet och för att vidta eller föreslå nödvändiga åtgärder för att leveranssäkerhetsmålet ska kunna uppnås. Regeringen har gjort bedömningen att regelbundna kontrollstationer bör ske vart femte år med start 2030.

Det är enligt vår uppfattning viktigt att de delar av nuvarande elmarknadsdesign som fungerar väl värnas, samtidigt som konsumenter och företag behöver kunna hantera risker på ett ändamålsenligt sätt samt ges möjlighet att stå emot extremt höga och volatila priser. Det är också viktigt att elmarknadens design bidrar till att säkerställa en trygg och konkurrenskraftig elförsörjning och stödjer en fortsatt utbyggnad av fossilfri elproduktion på ett kostnadseffektivt sätt. Dessa utgångspunkter har varit vägledande i vårt arbete.

[16] Prop. 2023/24:105.

4 Riskhantering och riskdelning

Utredningen ska enligt direktivet undersöka hur den befintliga finansiella elmarknaden kan utvecklas med syfte att säkerställa ändamålsenliga prissäkringsinstrument och god marknadslikviditet med syfte att marknadsaktörerna kan hantera sin elprisrisk på ett kostnadseffektivt sätt. Utredningen ska också analysera och vid behov föreslå hur handeln med långsiktiga bilaterala elköpsavtal (så kallad *power purchase agreements*, PPA) kan utvecklas för att öka transparensen och minska transaktionskostnaderna och hur avtalen kan utvecklas för att skapa förutsättningar för effektiv handel. Slutligen ska utredningen utreda vilken roll statlig riskdelningen genom dubbelriktade differenskontrakt[1] (så kallad *contract for difference*, CfD) kan ha på en framtida elmarknad utifrån de förutsättningar som ges i den europeiska elmarknadslagstiftningen.

Energiomställningen förutsätter stora investeringar i såväl ny fossilfri elproduktion som i nya elkrävande verksamheter inom industri- och transportnäringarna. Därtill kommer det att krävas omfattande reinvesteringar efter hand som elproduktionsanläggningar når sin ekonomiska livslängd. Investeringar i sådana anläggningstillgångar är ofta kapitalintensiva med lång livslängd och är därmed förenade med risk. En god tillgång på ändamålsenliga och kostnadseffektiva finansiella instrument och likvida marknader för riskhantering kan vara en nödvändig förutsättning för att sådana investeringar ska komma till stånd. Den finansiella elmarknaden kan också behöva kompletteras med statlig riskdelning för att nödvändiga investeringar i ny elproduktion ska komma till stånd.

Det här kapitlet inleder med en beskrivning av de olika risker elmarknadens aktörer möter och olika aktörsstrategier för riskhantering (avsnitt 4.1). Vidare ges en beskrivning av den finansiella

[1] I utredningens direktiv används termen marginalkontrakt vilket är synonymt med differenskontrakt.

elmarknaden och faktorer och händelser som påverkat marknadens utveckling (avsnitt 4.2). Avsnitt 4.3 ger en beskrivning av långsiktiga elköpsavtal och faktorer och händelser som påverkat marknadens utveckling.

Differenskontrakt för riskdelning med staten beskrivs i avsnitt 4.4. Därefter följer en analys av lönsamheten för olika teknologier i ett antal framtidsscenarier och räntemiljöer (avsnitt 4.5). Avsnitt 4.6 innehåller utredningens överväganden avseende olika utvecklingsområden för den finansiella elmarknaden och vilken roll differenskontrakt kan ha på framtidens elmarknad.

Avsnitt 4.1–4.3 och 4.6.1 bygger till stora delar på en underlagsrapport som konsulten Björn Hagman, Hagman Energy AB, genomfört på utredningens uppdrag[2] och avsnitt 4.5 bygger på en underlagsrapport på konsult- och forskningsföretaget Profu AB, se bilaga 2.

4.1 Risker för elmarknadens aktörer och möjligheter till riskhantering

Elproducenter, elanvändare och elleverantörer möter en mängd risker. De kan avse kostnader, intäkter, konkurrenter, marknadsregler etc. I samband med investeringar tillkommer ytterligare osäkerheter. De sammantagna osäkerheterna tenderar att öka med projektets storlek, komplexitet och ekonomiska livslängd.

I detta avsnitt beskrivs *finansiella risker* till följd av att framtida elpriser kan variera kraftigt och de möjligheter som finns till hantering av dessa risker. Elpriset på dagen före-marknaden varierar inom dygnet samt mellan dygn, månader, kvartal och år, beroende på aktuella efterfråge-, produktions- och överföringsförhållanden mellan elområden. Framtida höga elpriser är en finansiell risk för elanvändaren och framtida låga elpriser är en finansiell risk för elproducenten. Ett prissäkringsavtal är en form av riskhantering som ger ett i förväg fastställt pris för en viss volym under en viss tidsperiod.

Kostnaden för en perfekt prissäkring som överför alla risker till en annan part uppfattas av de flesta aktörer som för hög. Utmaningen för en aktör på elmarknaden är således att till acceptabla kostnader kunna begränsa riskerna till en acceptabel nivå.

[2] Promemoria från Hagman Energy AB inkommen 27 februari 2025.

4.1.1 Drivkrafter och strategier för prissäkring

Efterfrågan på att minska exponeringen för framtida elprisvariationer skiljer sig mellan olika aktörer beroende på deras riskbedömningar, uppskattade kostnader för prissäkring, finansiärers krav och andra ekonomiska faktorer. Oftast syftar prissäkringar till att stabilisera årsresultat och också kvartalsresultat. Månadskontrakt i prissäkringssyfte används framför allt för att hantera volymvariationer inom ett kvartal. Många aktörer anger i en riskpolicy sin värdering av olika risker och sin strategi för att hantera dessa risker. Producenter och större elanvändare använder ofta en *portföljstrategi* som innebär att företaget gradvis når sin önskade prissäkringsnivå för en viss tidsperiod.

En gradvis uppbyggnad av prissäkring för en viss tidsperiod sker normalt under ett par år men många producenter och elintensiva företag väljer att genomföra uppbyggnaden under ytterligare ett antal år. Elhandelsföretag har inget behov av prissäkringar när de säljer till spotpris men har ett omedelbart behov av prissäkring när de säljer till fast pris för hela eller delar av kundens förbrukning. För större investeringar i elproduktion eller elkrävande verksamhet är strävan ofta att prissäkring för en längre tidsperiod ska genomföras samtidigt som investeringsbeslutet tas.

På den finansiella elmarknaden skiljer man ofta mellan tidsramen upp till cirka tre år före leverans och tidsramen bortom tre år. Normalt anses den framåtriktade tidsramen upp till tre år domineras av efterfrågan på prissäkring av existerande anläggningar för elförbrukning och elproduktion. Skälet kan vara att ägare av elproduktionsanläggningar vill uppnå stabila kassaflöden samtidigt som ett industriföretag eller elhandlare vill ha tillräcklig prissäkring för att kunna prissätta sina produkter i långsiktiga kundavtal.

För tidshorisonter bortom tre år minskar efterfrågan på prissäkring bland både befintliga elanvändare och elproducenter. I stället hamnar beslut om investeringar i nya anläggningar hos producenter och elanvändare i fokus. Drivkrafterna bakom riskhantering skiljer sig därmed åt beroende på tidsperspektivet – på kort sikt handlar det främst om prisstabilitet och kostnadskontroll, medan det på längre sikt rör sig om lönsamhetsbedömningar för nyinvesteringar.

Det finns även standardiserade kontrakt med tidshorisonter över tre år som handlas på elbörsen (så kallade börslistade kontrakt).

Dessa handlas för närvarande med begränsad likviditet. En central utmaning med dessa produkter är de skilda behoven hos producenter och elanvändare. För elproducenter utgör försäljningen av el den primära intäktskällan, vilket skapar en efterfrågan på långsiktig prissäkring. För elanvändare såsom större industriföretag är dock intresset för längre tidshorisonter generellt lägre, eftersom elkostnaden ofta utgör en mindre del av deras totala kostnadsbild. Långa kontrakt kan dessutom skapa inlåsningseffekter för elanvändare, särskilt vid osäkerhet kring framtida orderutveckling och efterfrågan på slutprodukten. Detta minskar ändamålsenligheten för börslistade kontrakt som ett direkt verktyg för att stimulera investeringar i ny elproduktion. Däremot kan den pristransparens som dessa kontrakt erbjuder indirekt främja investeringar, då de kan fungera som en referenspunkt för bilaterala långsiktiga elköpsavtal, vilket är något som flera marknadsaktörer har framhållit till utredningen.

Verktygslåda med riskhanteringsinstrument

Det huvudsakliga instrumentet för prissäkring i Sverige är börslistade *systempriskontrakt*. Det nordiska systempriset är ett virtuellt pris som anger det spotpris som skulle ha gällt på dagen före-marknaden om det inte funnits några överföringsbegränsningar inom Norden. Börslistade systempriskontrakt är baslastkontrakt, vilket innebär att de avser samma volym under samtliga timmar under kontraktsperioden. Fördelen med systempriskontrakt är att det är en mer likvid marknad avseende hela Norden jämfört med om det skulle vara områdeskontrakt för varje elområde. En likvid marknad kännetecknas av att det är snabbt och enkelt att köpa och sälja kontrakt utan att priset påverkas i någon större utsträckning. Under en lång period, med vissa undantag, ansåg många marknadsaktörer på elmarknaden att systempriskontrakt var tillräckliga för den prissäkring de eftersträvade.

I takt med att skillnaderna mellan svenska områdespriser och systempriset har ökat på grund av fysiska överföringsbegränsningar har dock flertalet svenska aktörer kommit att se enbart systempriskontrakt som otillräckliga för den prissäkring som önskas. Områdesprisrisken kan prissäkras genom börslistade *EPAD-kontrakt* (*Electricity Price Area Differentials*). Sådana kontrakt avräknas mot skillnaden

mellan systempriset och elpriset för ett visst elområde. Detta innebär att en kombination av systempriskontrakt och EPAD-kontrakt prissäkrar elpriset för ett visst elområde. Första steget i en prissäkringsstrategi är oftast att prissäkra systempriset. Eftersom handeln med EPAD-kontraktet är mindre likvid och handlas närmare leverans sker normalt den gradvisa uppbyggnaden av prissäkring senare för EPAD-kontrakt än för systempriskontrakt. Ett alternativ som nu tillkommit är de zonkontrakt för de nordiska elområdena som introducerades i mars 2024 av den tyska elbörsen EEX. Omsättningen i dessa zonkontrakt har dock hittills varit mycket låg.

En annan typ av risker är *profilrisker* och *volymrisker*. Profilrisken avser att konsumtionen eller produktionen av el förväntas variera under kontraktsperioden i stället för att vara helt jämn som i ett baslastkontrakt. Volymrisken avser att den verkliga producerade eller konsumerade volymen under kontraktsperioden avviker från den förväntade till följd av exempelvis störningar eller annat väder än förväntat. Profil- och volymrisker kan inte prissäkras genom börslistade kontrakt. Den ökade volatiliteten på elmarknaden under senare år har högst sannolikt förstärkt dessa risker. Det kan inte uteslutas att detta har minskat ändamålsenligheten hos börslistade kontrakt för prissäkring, vilket i sin tur har lett till minskad likviditet.

Profil- och volymrisker kan dock prissäkras om en annan aktör accepterar att vara motpart i ett bilateralt *pay-as-produced* eller *pay-as-consumed* avtal. Ett fastprisavtal mellan en konsument och ett elhandelsbolag är normalt en prissäkring som också hanterar profil- och volymrisker. En ytterligare möjlighet är att ingå bilaterala väderrelaterade prissäkringskontrakt. Hittills finns det dock knappt några exempel i Norden på väderrelaterade kontrakt i prissäkringssyfte. Möjligheten att använda sådana kontrakt diskuteras emellertid som ett alternativ för att hantera de profil- och volymrisker som väderberoende elproduktion innebär.

Viktigt i en aktörs riskhantering är att också vara medveten om eventuella nya risker som en prissäkring medför. Ett exempel är att de börslistade kontrakten är tecknade i euro. Detta medför normalt en valutarisk för svenska företag. Denna risk kan hanteras genom valutasäkringar eller genom bilaterala kontrakt i svenska kronor.

Ett annat exempel är att ett prissäkringskontrakt gäller för en viss period. Om all prissäkring upphör vid samma tidpunkt är aktören helt exponerad mot elpriset efter denna tidpunkt. Därför föredrar

många aktörer en portföljstrategi för prissäkringar framför ett fastprisavtal med ett elhandelsföretag.

Det är också viktigt att uppmärksamma *motpartsrisker*. För att en prissäkring verkligen ska utgöra ett skydd mot risk är det helt avgörande att motparten i ett prissäkringsavtal eller ett fastprisavtal är i stånd att fullfölja sin del av avtalet. Clearing är en process där en central motpart hanterar och garanterar genomförandet av finansiella transaktioner mellan köpare och säljare, vilket minskar motpartsrisken och säkerställer stabilitet på marknaden. Börshandlade kontrakt clearas automatiskt med ett clearinghus som därigenom blir motpart till både säljaren och köparen av kontraktet. Även bilateralt handlade kontrakt kan inrapporteras för clearing om det är ett börslistat kontrakt och om båda parterna har ett avtal med clearinghuset. För kontrakt som inte clearas förblir motpartsrisken hos de båda parterna.

Ett clearinghus genomför daglig avräkning av kontraktet och kräver säkerheter[3] från både köpare och säljare. Kravet på säkerheter ska trygga att clearinghuset har fullständiga säkerheter för alla sina exponeringar. Detta förutsätter att clearinghuset gör en ingående riskanalys och tillämpar marginalsäkerhetsmodeller som återspeglar de clearade produkternas riskegenskaper och det aktuella marknadsläget. Vid bilateral handel kan parterna avtala om att säkerheter inte behöver ställas eller att säkerheter ska ställas i enlighet med vad som avtalas.

Redovisningsregler kan påverka vilken form av prissäkring som väljs. En av huvudprinciperna i IFRS (*International Financial Reporting Standards*) är att finansiella kontrakt ska bokföras till aktuellt marknadsvärde (*mark-to-market*). IFRS är tvingande för företag med börsnoterade instrument såsom aktier eller obligationer.

Ändringar i det aktuella marknadsvärdet ska enligt IFRS få en omedelbar effekt på redovisad vinst eller förlust. Detta kan resultera i att företaget måste redovisa stora variationer i sitt resultat till följd av ändrade marknadsvärden på prissäkringskontrakten trots att företaget fullföljer sin prissäkringsstrategi enligt plan. För de företag

[3] I detta sammanhang syftar säkerheter på finansiella garantier eller pant som både köpare och säljare måste ställa hos clearinghuset för att säkerställa att de kan uppfylla sina åtaganden. Säkerheterna kan bestå av exempelvis kontanter, bankgarantier, statsobligationer eller andra likvida tillgångar. Syftet är att skydda clearinghuset från kreditrisk och säkerställa att det alltid har tillräcklig täckning för sina exponeringar i händelse av att en part inte kan fullgöra sina betalningsskyldigheter.

som med prissäkringar önskar kunna redovisa en stabilare resultatutveckling är detta en situation de helst vill undvika. IFRS ger en möjlighet till undantag om företagets prissäkringsstrategi uppfyller ett antal stränga krav som ofta är svåruppfyllda eller mindre lämpliga att uppfylla. En annan möjlighet som många företag valt är att avstå från att handla på den finansiella elmarknaden och i stället genomföra fysisk bilateral prissäkring. I så fall ställs det inga krav på att bokföra till aktuellt marknadsvärde.

För exempelvis kommunala bolag och större onoterade företag gäller i stället K3 som är ett regelverk inom Bokföringsnämndens allmänna råd (BFNAR 2012:1). Inom K3 bokförs finansiell prissäkring normalt till tillgångarnas anskaffningsvärde, men kan under vissa förutsättningar redovisas enligt aktuellt marknadsvärde.

Risker kan även hanteras med andra åtgärder än börslistade prissäkringskontrakt. *Långsiktiga elköpsavtal* är värdefulla för producenter och elanvändare om de vill prissäkra sig i samband med investeringar i ny elproduktion eller ny intensiv elanvändning. Vi återkommer i avsnitt 4.3 till den roll som långsiktiga elköpsavtal kan spela för producenter och elanvändare.

Ett alternativ, eller komplement, till långsiktiga elköpsavtal är för elintensiva industrier att helt eller delvis *äga elproduktion*. I Finland och Norge är det flera elintensiva företag som valt detta alternativ.

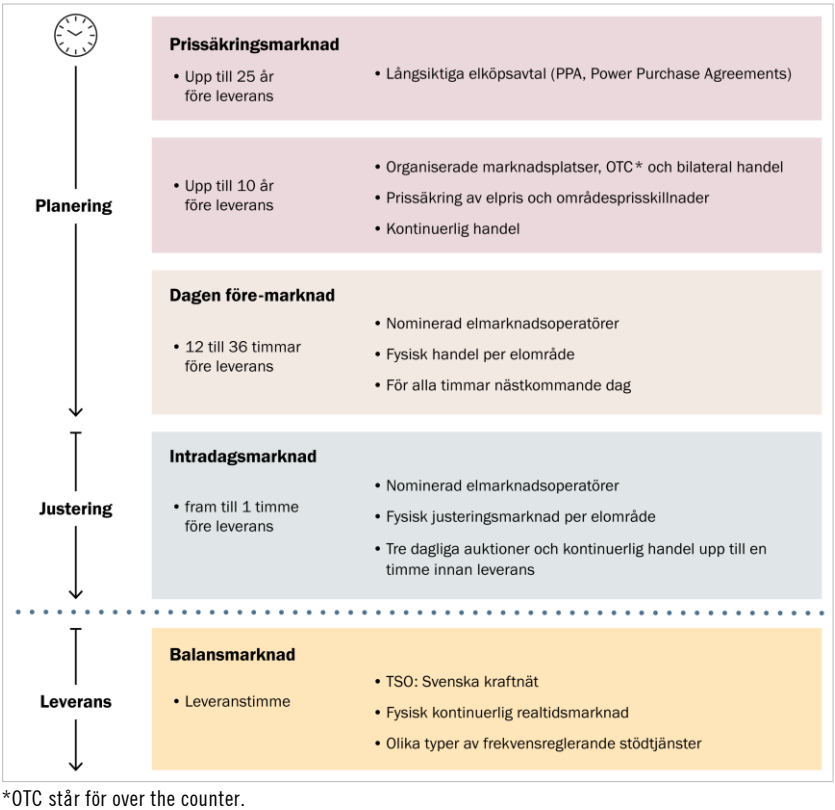
Att äga eller deläga elproduktion kan fungera som en naturlig prissäkring. Vid låga elpriser genererar den egna elproduktionen lägre intäkter men detta motverkas av lägre elkostnader för verksamheten. Omvänt, vid höga elpriser ökar verksamhetens elkostnader men det motverkas av högre intäkter från den egna elproduktionen. Det finns också exempel i Sverige där elintensiva företag äger elproduktion. Det har under det senaste decenniet skett ett ökat ägande i framför allt vind- och solkraft. Historiskt har industrin varit med och byggt upp elproduktionen i Sverige (exempelvis Krångedegruppen). I samband med omregleringen 1996 valde dock delar av den energiintensiva industrin att sälja sin elproduktion.

Ett ytterligare alternativ för riskhantering är att söka *statlig riskdelning* genom exempelvis investeringsstöd, driftstöd eller kreditgarantier. Vi återkommer i avsnitt 4.4 till hur riskdelning kan erhållas genom bland annat dubbelriktade differenskontrakt.

4.2 Den finansiella elmarknadens utveckling över tid

En aktör kan handla standardiserade prissäkringskontrakt på öppna organiserade marknadsplatser, över disk (*over the counter*, OTC) eller bilateralt vilket framgår av figur 4.1. Aktörerna kan också prissäkra sig på längre sikt genom att ingå långsiktiga elköpsavtal med en motpart.

Figur 4.1 Handel med el på olika tidshorisonter



*OTC står för over the counter.
Källa: Energimarknadsinspektionen (Ei).

Följande avsnitt redogör för den utveckling som ligger till grund för den nuvarande finansiella elmarknaden i Norden.

4.2.1 Börshandel och clearad bilateral handel

Nord Pool (tidigare Statnett Marked AS) startade 1993 som en elbörs för Norge. År 1996 utvidgades börsområdet till att också innefatta Sverige. År 2000 innefattade börsområdet också Finland och Danmark.

I början organiserades endast en grossistmarknad men snart startade finansiell börshandel med clearing. Efter några år öppnades för möjligheten att rapportera in bilateralt handlade kontrakt för clearing. De inrapporterade kontrakten var vanligtvis handlade OTC (handel över disk, dvs. handel utanför börsen) och inrapporterades av den mäklarfirma som mäklat affären. Fördelen för parterna med sådan inrapportering var förutom clearingen att de kunde fortsätta att vara anonyma för varandra. Även kontrakt som handlats direkt mellan två parter rapporterades för clearing.

De kontrakt som handlades var baslastkontrakt, dvs. med samma volym under alla timmar under den tidsperiod som ett kontrakt avser. Unikt jämfört med andra råvarubörser var att kontrakten inte avsåg en framtida fysisk leverans utan att de i stället avsåg en finansiell avräkning mot det nordiska systempriset på Nord Pools dagen föremarknad. En fördel[4] med finansiell avräkning är att elmarknadens funktionssätt inte påverkas då innehavaren av ett sådant kontrakt fortfarande är fullt exponerad mot elmarknadens prissignaler (se diskussion om för- och nackdelar med differenskontrakt i avsnitt 4.6.2).

Den finansiella elmarknaden expanderade inledningsvis snabbt. Redan 1997 clearades 244 TWh (totalt från börshandel och inrapporterad bilateral handel) och år 2000 clearades 1 635 TWh, vilket framgår av figur 4.2. Den högsta omsättningen hittills nåddes år 2002 när 3 232 TWh clearades.

En orsak till den snabba omsättningsökningen som brukar lyftas är inflödet av amerikanska energiföretag till följd av att den amerikanska aktiemarknaden värderade energiföretag högre om de hade internationell verksamhet. Emellertid medförde först Enrons kollaps

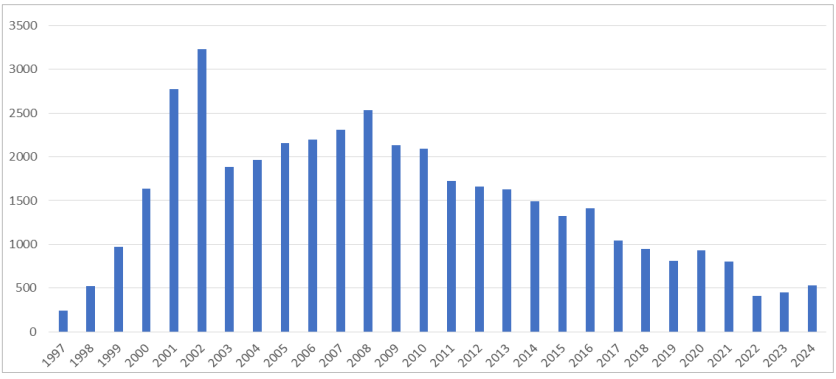
[4] Det går också att utforma fysiska kontrakt så att innehavaren är exponerad mot exempelvis negativa elpriser även om hanteringen av balansansvaret är en komplicerande faktor.

och sedan TXU Europes kollaps i slutet av 2002 att den amerikanska aktiemarknaden totalt omvärderade internationella engagemang. Följden för de flesta amerikanska energiföretag med verksamhet i Europa blev att de upphörde med denna verksamhet. Den nordiska finansiella marknadens omsättning nästan halverades 2003 till 1 882 TWh.

Efter 2003 ökade omsättningen gradvis till 2 535 TWh år 2008. Den finansiella krisen till följd av Lehman Brothers konkurs hösten 2008 ledde till att många aktörer sökte minska sina balansräkningar och det blev en ny nedgång i omsättningen till 2 136 TWh år 2009.

Nord Pools finansiella verksamhet såldes 2008 till Nasdaq OMX. Verksamheten var slutligt överförd 2010 och den finansiella elbörsen har nu namnet Nasdaq Commodities medan clearinghuset heter Nasdaq Clearing.

Figur 4.2 Clearad volym 1997–2024 på den nordiska finansiella elmarknaden (TWh)



Källa: Nasdaq.

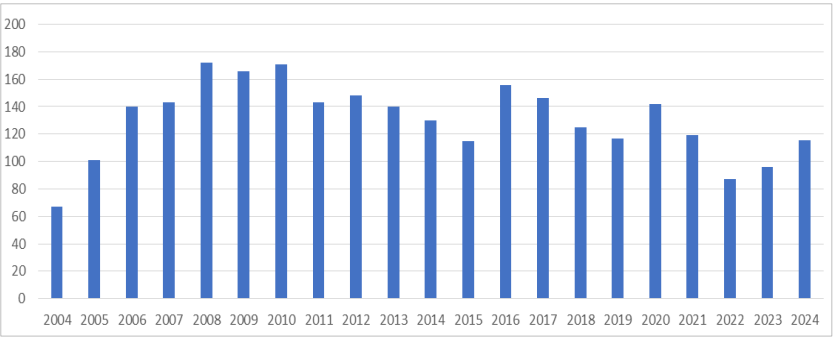
Volymutvecklingen för clearade nordiska kontrakt[5] fram till 2024 framgår av figur 4.2. Åren efter 2008 minskade omsättningen gradvis till 800 TWh år 2021. Under 2022 medförde extrem volatilitet och prischocker till följd av kriget i Ukraina att omsättningen nästan halverades till 409 TWh år 2022. Därefter har det skett en begränsad uppgång till 527 TWh år 2024. Senare i detta avsnitt redovisas några orsaker som har nämnts som bidragande till den negativa volymutvecklingen under det senaste decenniet.

[5] Systempriskontrakt, EPAD och optioner som clearats hos Nasdaq.

EPAD-kontrakt (*Electricity Price Area Differential*, EPAD) introducerades år 2000 av Nord Pool men kallades då CfD-kontrakt (*Contract for Difference*, CfD[6]). Dessa kontrakt avser skillnaden i EUR/MWh mellan ett visst områdespris och det nordiska systempriset.

Sverige utgjorde tidigare ett enda elområde vilket för Sverige innebar att det bara fanns ett enda EPAD-kontrakt som prissäkrade prisskillnaden mellan det svenska områdespriset och det nordiska systempriset. Från november 2011 är Sverige uppdelat i fyra elområden som kan ha olika områdespriser och har olika EPAD-kontrakt. Totalt har nu Norden tolv elområden med olika EPAD-kontrakt. Norge har fem elområden, Danmark två och Finland ett. Figur 4.3 visar hur den nordiska volymen clearade EPAD-kontrakt utvecklats från 2004.

Figur 4.3 Clearad volym i nordiska EPAD-kontrakt 2004–2024 (TWh)



Källa: Nasdaq.

Handeln i nordiska EPAD-kontrakt ökade successivt fram till 2008 då 172 TWh clearades. Därefter har den clearade volymen minskat. År 2024 clearades 116 TWh. Minskningen är dock inte alls lika kraftig som för systemkontrakt. Detta innebär att andelen EPAD-kontrakt i förhållande till den totala clearade volymen ökat från 5 procent år 2008 till 22 procent år 2024. Svenska kraftnäts pilotprojekt med regelbunden auktionering av EPAD-kontrakt kan ha bidragit till detta. Projektet initierades i februari 2023 och syftar till att förbättra aktörernas möjlighet att säkra elområdespriset i SE2, SE3 och SE4. De auktionerade volymerna motsvarar cirka 10 procent av den för-

[6] Ej att förväxla med statlig riskdelning genom dubbelriktade differenskontrakt.

väntade handelskapaciteten mellan elområdena. Tilldelade volymer rapporteras till Nasdaq för clearing.[7] Auktionering av EPAD-kontrakt diskuteras mer i avsnitt 4.6.1.

Den clearade omsättningen i systempriskontrakt är ungefär jämnt fördelad mellan börshandlade kontrakt och bilaterala kontrakt som rapporteras för clearing. För EPAD-kontrakt däremot utgör börshandlade kontrakt en avsevärt mindre andel av den totala omsättningen. År 2024 utgjorde börshandlade EPAD-kontrakt endast en tiondel av den totala omsättningen i EPAD-kontrakt (8 av 116 TWh). Däremot handlades ungefär hälften av övriga kontrakt på börsen, motsvarande 210 TWh av 411 TWh.

Den främsta orsaken till den lägre andelen börshandlade EPAD-kontrakt är låg likviditet eftersom det är separata EPAD-kontrakt för varje elområde. Systempriskontrakten samlar däremot den nordiska likviditeten på en gemensam marknad. En direkt följd är att spreaden, dvs. skillnaden mellan bästa köp- och säljbud, för systempriskontrakt successivt minskar på börsskärmen när fler aktörer lämnar bud och avslut kan göras när ett bud accepteras. Den låga likviditeten i vissa elområden, där en obalans mellan utbud och efterfrågan på kontrakt är vanligt, kan göra dessa produkter mindre lämpade för börshandel eftersom det kan vara svårt att genomföra affärer på ett effektivt sätt. I sådana fall kan bilaterala affärer, som innebär direktförhandlingar mellan parterna, vara en mer ändamålsenlig metod för handel. Detta ligger i linje med tidigare observationer om att aktörer som önskar handla i EPAD-kontrakt ofta upplever att börsens spread är för stor för att möjliggöra avslut. Därför väljer de i stället att anlita en mäklare för att identifiera det bästa tillgängliga budet. En mäklad handel blir offentlig för marknaden om den inrapporteras för clearing. Trots stor spread på börsskärmen för EPAD-kontrakt medför mäkling att priserna på genomförda affärer normalt varierar inom ett mindre intervall.

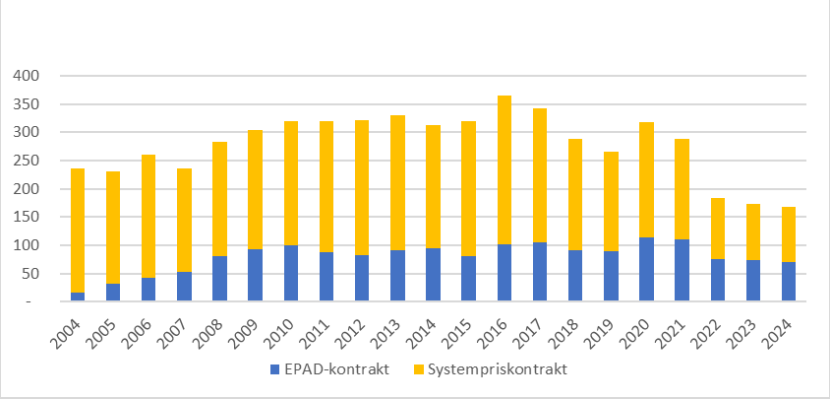
Clearing innebär som tidigare nämnts att ett clearinghus går in i en handel och blir motpart till både säljaren och köparen av ett kontrakt. Om en köpare sedan säljer samma kontrakt (eller en säljare sedan köper samma kontrakt) kommer dennes position mot clearinghuset att minska till nettot av köp- och säljtransaktioner när clearing-

[7] Svenska kraftnät, *Auktionering av EPAD:s*. Hämtat den 20 mars 2025 från: https://www.svk.se/utveckling-av-kraftsystemet/systemansvar--elmarknad/pilotprojekt-stod-for-prissakring-pa-den-svenska-elmarknaden/auktionering-av-epads/.

huset genomför en nettoberäkning av köparens/säljarens position. Detta innebär att clearinghusets öppna motpartsposition mot en spekulativ handlare med kortsiktig handel blir låg jämfört med dennes omsättning eftersom denne både köper och säljer i samma kontrakt. En aktör som genomför prissäkring genom att bara köpa (eller genom att bara sälja) får däremot en öppen position mot clearinghuset som växer för varje ny handel fram till början av den period som kontraktet avser. Sedan minskar den öppna positionen i detta kontrakt successivt för att upphöra vid kontraktsperiodens slut.

Summan av alla öppna köppositioner som ett clearingshus har mot motparter (eller alla öppna säljpositioner mot motparter) är *clearinghusets öppna position*. Följande figur 4.4 visar för varje årsslut 2004–2024 hur clearinghusets totala öppna position har utvecklats och hur den öppna positionen varit fördelad på systempriskontrakt och EPAD-kontrakt.

Figur 4.4 Clearinghusets öppna position vid årssluten 2004–2024 på den nordiska finansiella elmarknaden (TWh)



Källa: Nasdaq.

En jämförelse mellan figur 4.2 och figur 4.4 visar på stora skillnader. Den högsta omsättningen nåddes 2002 men clearinghusets öppna position fortsatte att växa fram till 2016 trots att handeln i clearade kontrakt minskade. Den totala öppna positionen var 212 TWh vid årsslutet 2002 medan den var 364 TWh vid årsslutet 2016. Ökningen

i öppen position indikerar att de fundamentala aktörernas[8] prissäkring på den finansiella marknaden fortsatte att öka. Den minskande handeln förklaras fram till 2016 sannolikt av minskad spekulation – inte av minskad prissäkring.

År 2022 innebar en kraftig nedgång i både omsättning och clearinghusets öppna position. De kraftigt höjda kraven på säkerheter, orsakade av höga och extremt volatila elpriser, ledde till att många aktörer försökte minska sin handel och sina öppna positioner gentemot clearinghuset. De försiktiga tecknen på en återhämtning i omsättningen efter 2022 återspeglas inte i clearinghusets öppna position. Vid årsslutet 2024 uppgick clearinghusets öppna position till 167 TWh, vilket motsvarade knappt hälften av nivån 2016.

Den öppna positionen i EPAD-kontrakt ökade under lång tid. Vid årsslutet 2004 uppgick den till 17 TWh och fram till årsslutet 2020 steg den till 113 TWh. Från och med årsslutet 2022 har en tydlig nedgång skett även om den är mindre dramatisk än nedgången i öppen position för systempriskontrakt. Vid årsslutet 2024 uppgick den öppna positionen i EPAD-kontrakt till 71 TWh.

EPAD-kontrakten används främst för att tillgodose de fundamentala aktörernas efterfrågan på prissäkring. Kortsiktig handel i EPAD-kontrakt i spekulationssyfte är utmanande eftersom den låga likviditeten gör att en handlare måste vara beredd att eventuellt behöva behålla ett kontrakt under lång tid, kanske ända till och med den period som kontraktet avser. Denna faktor, i kombination med att de volymer som tilldelas genom att Svenska kraftnäts EPAD-auktioner rapporteras för clearing, leder till att clearinghusets öppna position i EPAD-kontrakt blir betydande i förhållande till den totala handlade volymen. Vid årets slut 2024 var clearinghusets öppna position i EPAD-kontrakt 71 TWh medan omsättningen i EPAD-kontrakt under 2024 var 116 TWh. För övriga kontrakt var den totala öppna positionen 96 TWh medan omsättningen var 411 TWh.

[8] Fundamentala aktörer syftar på marknadsaktörer som handlar på den finansiella elmarknaden i syfte att prissäkra sin fysiska elproduktion eller elanvändning, snarare än att spekulera i prisrörelser.

4.2.2 Ej clearad bilateral handel

Börshandel eller clearing av inrapporterad bilateral handel kan endast ske om båda parter har avtal med clearinghuset. År 2010 hade 388 aktörer antingen medlemsavtal eller clearingkundsavtal. I februari 2025 har detta antal minskat till 164. Antalet svenska aktörer som har avtal med Nasdaq Clearing har minskat från 112 år 2010 till endast 26 i dag.

De aktörer som inte har avtal med clearinghuset är helt hänvisade till bilateral handel för sin prissäkring. En bilateral handel förutsätter normalt att de två parterna har ett ramavtal med varandra avseende bland annat eventuella krav på säkerheter och hur avräkning ska ske. En konsultrapport av DNV till Energimarknadsinspektionen (Ei) 2024 bedömde att det är över 1 000 aktörer i Sverige som aktivt genomför prissäkring (DNV, 2024).

Många mindre aktörer köper sin el till spotpris från sin elleverantör och prissäkrar ibland delar av volymen med denne. Fördelen för dessa aktörer är att det är administrativt enkelt. De fortsätter med denna ordning om de anser att den administrativa fördelen uppväger det pålägg på marknadspriset som de betalar för sin bilaterala handel. Andra har ramavtal med ett fåtal motparter, vilket ger dem möjlighet att jämföra erbjudanden. En tredje grupp med större prissäkringsvolymer har ramavtal med fler motparter för att öka konkurrensen och förbättra villkoren.

Motparter som erbjuder ramavtal för bilateral handel har som en affärsidé att tillhandahålla prissäkringsarrangemang. När de får en ny position genom en bilateral affär kan denna ibland fungera som en prissäkring för dem, men ofta resulterar den i en handelsposition som de behöver säkra genom ytterligare handel med en annan motpart. En bilateral prissäkring skapar på detta sätt ofta en kedjereaktion av ytterligare transaktioner på marknaden.

Bilaterala avtal kan avse standardiserade kontrakt som är identiska med börslistade kontrakt och som därför kan inrapporteras för clearing om båda parter har avtal med clearinghuset. De kan också avse kontrakt som inte kan clearas eftersom de inte är börslistade, till exempel kontrakt i svenska kronor, kontrakt med månadsvis i stället för daglig avräkning eller kontrakt som inte avser baslast utan avser en mer skräddarsydd profil. Kontrakt som avser tion-

delar av MW kan inte heller handlas på börsen eftersom börshandelns minsta kontraktsstorlek är hela MW.

De aktörer som erbjuder ramavtal för bilateral handel använder ofta en plattform för att registrera sin handel. Den svenska plattformen NetMW är ett av många exempel på en sådan plattform för portföljadministration och handelsregistrering. NetMW har enligt sin hemsida för närvarande 1 400 företag som använder plattformen och 80 TWh handel registrerades under de senaste 12 månaderna.

Det saknas transparens om den bilaterala handel som inte inrapporteras för clearing. I tidigare utredningar om den nordiska elmarknaden konstaterades att aktörerna bedömde att nästan all bilateral handel i kontrakt som är möjliga att cleara också rapporteras för clearing. I dag ser situationen annorlunda ut. DNV konstaterar i sin rapport till Ei att deras intervjuer tyder på en omfattande bilateral handel som är clearbar men ändå inte rapporteras för clearing. I intervjuerna lyfts särskilt tre händelser fram som bidragande till denna förändring, nämligen bankgarantier, ökad motpartsrisk och ökade säkerhetskrav p.g.a. höga elpriser.

Tidigare kunde clearinghuset acceptera bankgarantier som säkerhet. Bankgarantier minskar kostnaderna för att ställa säkerheter för företag med en stark balansräkning. Efter den finansiella krisen 2008 beslutades i EU om nya regler för den finansiella marknaden och EMIR-förordningen (European Market Infrastructure Regulation) trädde i kraft 2012. Möjligheten för ett clearinghus att acceptera bankgarantier försvann generellt men det infördes ett tidsbegränsat undantag till mars 2016 som tillät clearinghus att acceptera bankgarantier som säkerheter ställda av icke-finansiella motparter, dvs. aktörer som inte är banker eller andra finansiella institut. När undantaget skulle upphöra att gälla samlade de nordiska och baltiska länderna en majoritet av EU:s länder för en förlängning av undantaget. Tysklands motstånd gjorde dock att man inte uppnådde den kvalificerade majoritet som var nödvändig för att förlänga undantaget.

Stoppet 2016 för clearinghus att acceptera bankgarantier som säkerhet innebar en betydande förändring för den nordiska marknaden. Vissa aktörer valde att avsluta sina avtal med clearinghuset och i stället prissäkra sig genom ej clearad bilateral handel. Andra aktörer valde att delvis ersätta clearad handel med bilateral handel för att begränsa sin kostnadsökning för säkerheter till clearinghuset.

Den andra händelsen relaterar till september 2018 då en börsmedlem med stor öppen position mot Nasdaq Clearing inte kunde ställa ytterligare säkerheter när förlusten ökade. Stängningen av positionen medförde en stor ekonomisk förlust som översteg börsmedlemmens ställda säkerheter och clearinghusets avsatta egna kapital om 7 miljoner euro. En betydande del av de 107 miljoner euro som ställts av clearinghusets medlemmar i obeståndsfonden togs därför också i anspråk.[9] För många medlemmar blev det först då som de insåg att de också hade en motpartsrisk mot clearinghuset. För att minska sina positioner mot Nasdaq Clearing och därigenom minska sitt bidrag till obeståndsfonden blev det vanligt att i viss omfattning inte cleara bilaterala transaktioner som skulle ha varit möjliga att cleara.

Den tredje händelsen kulminerade i början av hösten 2022. Elpriserna började stiga hösten 2021 och fortsatte att stiga under 2022 när sanktionerna mot import av naturgas från Ryssland medförde mycket höga priser på gas som bränsle för elproduktion. De ökade priserna och den ökade volatiliteten på elmarknaden ledde till krav från Nasdaq Clearing på ökade säkerheter. Kraven på säkerheter från aktörerna ökade från totalt 70 miljarder kronor i juni 2022 till totalt 180 miljarder kronor i augusti.

Då uppstod en stor oro för att likviditetsbrist skulle få producenter att komma på obestånd till följd av stigande säkerhetskrav trots att företagen skulle vara mycket lönsamma vid de aktuella priserna på elmarknaden. Mot denna bakgrund beslutade Riksdagen skyndsamt efter ett utskottsinitiativ av Finansutskottet att bemyndiga Riksgälden att ställa ut kreditgarantier för nya lån till nordiska elproducenter. Detta bemyndigande lugnade ned situationen och ingen aktör behövde ansöka om kreditgaranti från Riksgälden. De extrema säkerhetskraven som följde föranledde dock några företag att delvis ersätta sina clearade kontrakt med bilaterala kontrakt.

Långsiktiga elköpsavtal

Energiomställningen och vägen mot en potentiell elanvändning om minst 300 TWh år 2045 är kantad av osäkerheter vilket försvårar bedömningar om elprisets utveckling på lång sikt. För att marknads-

[9] Enligt uppgifter i Nasdaq pressmeddelande den 14 september 2018.

aktörerna ska erhålla konkurrenskraftiga finansieringsvillkor och våga fatta ett investeringsbeslut kan det krävas en rimlig säkerhet om att intäkterna från investeringen kommer att bära sina drifts- och kapitalkostnader. Det handlar ofta om mångmiljardinvesteringar med lång ekonomisk livslängd.

Det finns sannolikt en ”hönan och ägget”-problematik när det kommer till att tillgodose den kraftigt ökade efterfrågan på el som väntas. Frågan är om aktörer inom industri- och transportnäringarna är villiga att göra investeringar i elintensiva anläggningar utan att med rimlig säkerhet vet att det kommer att finnas tillgång till el (och elnät) till konkurrenskraftiga priser. Men frågan kan också formuleras omvänt: vill en investerare i elproduktion genomföra investeringar i elproduktionsanläggningar utan att med god säkerhet veta att man får avsättning för sin elproduktion till konkurrenskraftiga priser? Här kan långsiktiga prissäkringskontrakt mellan marknadsaktörer eller statlig riskdelning (se avsnitt 4.4) bidra till att möjliggöra investeringar i ny elproduktion och elkrävande industri- och transportnäringar genom att koordinera utbyggnaden av produktion och elanvändning och minska osäkerheterna om det framtida elpriset.

Ett långsiktigt elköpsavtal är ett bilateralt avtal om köp och sälj av el. Innan elmarknaden omreglerades var elköpsavtal det traditionella sättet att handla. Långsiktiga elköpsavtal förekom främst mellan elintensiva industrier och producenter.

Dagens finansiella elmarknad är ett huvudalternativ för prissäkringar på upp till fem år. Långsiktiga elköpsavtal är särskilt värdefulla för producenter och elanvändare som behöver prissäkringar för en längre tid i samband med investeringar i ny elproduktion eller ny intensiv elanvändning.

I Europa offentliggjordes 2024 långsiktiga elköpsavtal omfattande sammanlagt 15 200 MW (Pexapark, 2025). De största volymerna noterades i Spanien och Tyskland. Sverige kom på sjunde plats med 850 MW där 15 svenska långsiktiga elköpsavtal registrerades. I Europa köptes 3 800 MW av it-företag. För dessa är huvudsyftet att kunna visa att man använder grön el – inte prissäkring.

Den europeiska volymen i långsiktiga elköpsavtal fördubblades från 2019 till 2023. Under 2024 minskade sedan volymen med 11 procent samtidigt som antalet avtal ökade med 14 procent. Detta tolkar Pexapark som att det är ett aktivt intresse av att ingå elköpsavtal

men att man är mer uppmärksam på marknadens risker och därför minskar volymen i ett avtal.

Traditionellt har elköpsavtal haft formen av baslastavtal (samma volym varje timme, kan vara variation mellan månader), *pay-as-produced* eller *pay-as-consumed*. Baslastavtal innebär för en producent att denne måste köpa tilläggsvolymer på marknaden under timmar när produktionen understiger den kontrakterade volymen. Så länge vindkraft och solkraft utgjorde en liten del av den samlade elproduktionen var detta inget problem. Vinden blåste mer under vinterhalvåret då det var högre priser. Solen sken på dagen när det var högre priser. I dag, när speciellt vindkraften spelar en stor roll, är situationen en annan. Mitt på dagen är det ofta lägst pris under sommarhalvåret. Under hela året är det lägre elpriser när det produceras mycket vindenergi jämfört med timmar med liten vindbaserad produktion. Denna så kallade kannibaliseringsrisk medför att ju mer solkraft och ju mer vindkraft som produceras, desto större blir skillnaden mellan elbörsens genomsnittspris för en månad och genomsnittet för solkraftproduktion eller vindkraftsproduktion. Nettointäkten från ett baslastavtal kan därför bli väsentligt lägre än vad avtalets genomsnittspris indikerar.

En elproducents risker minskar vid pay-as-produced då denne får samma pris för all el som produceras. Däremot ökar risken för elanvändaren eftersom denne måste köpa in el när produktionen är lägre. Elanvändaren tar över profil- och volymrisken från producenten och vill ha ekonomisk kompensation för det.

Profilskillnaden mellan baslast och pay-as-produced minskar om ett avtal kombinerar både vind och sol. Den minskar ytterligare om avtalet också innefattar lagring i exempelvis batterier. Detta innebär att mellanhänder som kan sammanfoga sådana kombinationer troligen kommer att spela en allt viktigare roll framöver. För närvarande pågår en intensiv och kreativ affärsutveckling syftande till att kunna erbjuda profiler som medför en mer balanserad riskfördelning mellan elproducent och elanvändare.

4.3 Aviserade förändringar avseende den finansiella elmarknaden

Enligt den intervjustudie med befintliga elmarknadsaktörer som DNV genomförde för Ei:s räkning 2024 har aktörerna över lag en god förståelse för de finansiella risker som de möter och den finansiella elmarknadens funktionssätt generellt (DNV, 2024). Även om de ser problem anser de att den finansiella elmarknaden är värdefull för dem. De önskar inga drastiska förändringar i regelverken.

Aktörerna föreslår inte heller förändringar vad avser förutsättningarna för den bilaterala handeln. Den dominerande uppfattningen är att en välfungerande bilateral marknad är beroende av en välfungerande börshandel. Det framförs att det viktigaste för den bilaterala marknaden är åtgärder som säkrar och helst förbättrar börshandelns likviditet. En likvid börshandel förbättrar pristransparansen och minskar sökkostnaderna för aktörerna på den bilaterala marknaden. Likvid börshandel är även viktig för aktörer som erbjuder bilaterala kontrakt eftersom den ger dem möjlighet att i nästa steg hantera och minska den risk de tar på sig när de ingår nya bilaterala kontrakt.

DNV framhåller emellertid också att företag som investerar i förnybar elproduktion eller ny intensiv elanvändning fokuserar på möjligheterna att genomföra mycket långsiktig prissäkring. De ser begränsade möjligheter att använda börshandlade instrument för detta ändamål och de ser också olika problem med den nuvarande bilaterala marknaden för långsiktiga elköpsavtal.

Följande avsnitt behandlar de möjliga konsekvenserna av ett förändrat ägande av den finansiella elbörsen samt hur EU:s pågående reformarbete kan påverka svenska aktörers riskhantering och marknadens likviditet.

4.3.1 Ändrat ägande av den finansiella elbörsen

Bedömning: Svenska tillsynsmyndigheter inom energi- och finansmarknadsområdet bör tillsammans med myndigheter i andra nordiska länder inleda en dialog med de aktörer som erbjuder börshandel för att ta del av information och för att framföra vad som kan vara viktigt för att öka likviditeten och för att öka clearingen av bilateral handel.

I juni 2023 meddelade EEX och Nasdaq att de hade nått en överenskommelse om att EEX skulle förvärva Nasdaqs europeiska elmarknadsverksamhet. Danmark och Finland begärde att EU-kommissionen skulle granska om affären kunde skada konkurrensen, och senare anslöt sig även Sverige och Norge. I augusti 2023 bedömde kommissionen att transaktionen uppfyllde kriterierna för en vidare granskning och uppmanade EEX att formellt anmäla förvärvet.

Den 26 juni 2024 meddelade EEX och Nasdaq att den tidigare förvärvsöverenskommelsen hade avslutats utan att gå in på närmare detaljer. Av pressmeddelandena framgick att både EEX och Nasdaq att hade för avsikt att fortsätta sina nordiska verksamheter.

Den planerade transaktionen innebar att alla öppna positioner skulle överföras från Nasdaq Clearing till EEX clearinghus. Endast finansiella institutioner kan vara clearingmedlemmar hos EEX clearinghus och SEB är den enda nordiska bank som är en sådan medlem. EEX struktur innebär att en aktör som vill cleara måste ha ett avtal med en bank som är clearingmedlem. Ett sådant avtal förutsätter att aktören förhandlar med banken om vilka avgifter som ska betalas till banken. Många stora aktörer bedömde att de kunde få konkurrenskraftiga avgifter hos icke-nordiska banker. Andra aktörer, särskilt de som vid den aktuella tidpunkten inte hade SEB som sin bank, såg bilateral handel som sitt långsiktiga alternativ. Denna oro kan vara en anledning till att det efter 2022 inte har skett någon återhämtning i Nasdaq Clearings öppna positioner.

En annan grund för oro i marknaden var att EEX, enligt pressmeddelandet i juni 2023, informerade om att de avsåg att ersätta EPAD-kontrakt med zonkontrakt för varje elområde. Vissa aktörer välkomnade möjligheten att direkt handla ett zonkontrakt i stället för att behöva kombinera två kontrakt – ett systempriskontrakt för

att hantera den grundläggande elprisrisken och ett EPAD-kontrakt för att täcka områdesprisrisken. Flertalet andra aktörer uttryckte dock oro för att likviditeten i zonkontrakt inte skulle bli bättre än likviditeten i EPAD-kontrakt och att de skulle få sämre möjligheter att hantera den grundläggande elprisrisken. Zonkontrakt för de nordiska elområdena lanserades av EEX mars 2024 men har därefter handlats i en begränsad utsträckning i förhållande till EPAD-kontrakten.

I augusti 2024 meddelade Nord Pool att man tillsammans med Euronext kommer att lansera en nordisk och baltisk marknad för finansiella elkontrakt med namnet ”Euronext Nord Pool Power Futures”. Kontrakt ska handlas på Euronext handelsplattform och clearas av Euronext Clearing. Pressmeddelandet framhöll att Nord Pool och Euronext delar en framtidsvision och kommer att arbeta för att återställa likviditeten i systempriskontrakt och EPAD-kontrakt samt för att attrahera OTC-handlade volymer. Nord Pool är den nordiska börsen för handel på dagen före- och intradagsmarknaderna. Euronext driver aktiebörserna i Paris, Amsterdam, Bryssel, Dublin, Lissabon, Milano och Oslo. Under 2019 köpte Euronext 66 procent av aktierna i Nord Pool.

Den 28 januari 2025 informerade Euronext och Nasdaq i pressmeddelanden att Euronext ska förvärva Nasdaqs nordiska elverksamhet. Euronext framförde att verksamheten ska kombineras med det initiativ som tidigare lanserats tillsammans med Nord Pool. Vidare framhölls att förvärvet är i linje med dess strategiska plan och möjliggör en accelererad expansion inom europeisk finansiell elhandel. Planeringen angavs vara inriktad på ett övertagande under första hälften av 2026. Om konkurrensen inte bedöms påverkas negativt är det därmed sannolikt att Euronext kommer att ansvara för den finansiella elbörsen i Norden inom ett år. Konsekvenserna för marknaden är dock beroende av de närmare detaljerna kring hur börshandel och clearing ska ske.

Satsningen på systempriskontrakt och EPAD-kontrakt har välkomnats av många marknadsaktörer. Ambitionen att expandera elkontraktsverksamheten till andra delar av Europa har också välkomnats. En sådan expansion förväntades när Nasdaq 2008–2010 övertog verksamheten men det blev ingen strategisk satsning från Nasdaq. Det har funnits en uppfattning att Nasdaq ser den nordiska elbörsverk-

samheten som en mindre prioriterad del av sin verksamhet, som man tills vidare valt att behålla.

4.3.2 EU:s pågående reformarbete

EU:s pågående reformarbete för att förbättra möjligheterna till riskhantering på elmarknaden är bland annat inriktad på förbättrade prissäkringsmöjligheter mellan elområden samt möjligheten att acceptera bankgarantier som säkerheter.

Prissäkring mellan elområden

Bedömning: Prisområdeskontrakt (EPAD) är centrala för att hantera finansiella risker p.g.a. prisskillnader mellan elområden. Det är angeläget att Sverige deltar i den pågående översynen av Kommissionens förordning (EU) 2016/1719 om förhandstilldelning av kapacitet (FCA). Sverige bör aktivt lyfta fram de fördelar för aktörernas prissäkringsmöjligheter som erhålls med den nordiska modellen med EPAD-kontrakt i kombination med systempriskontrakt. Sverige bör även redovisa de positiva erfarenheterna av det pilotprojekt där Svenska kraftnät auktionerar EPAD-kontrakt med syfte att förbättra aktörernas möjligheter till effektiv prissäkring mellan elområden.

Det har på EU-nivå genomförts en omfattande översyn av den europeiska elmarknadslagstiftningen. Översynen har fokuserat på förbättrat konsumentskydd, ökad transparens och en utvecklad reglering av finansiella instrument för prissäkring och riskdelning på elmarknaden.

Bestämmelserna om terminsmarknader i artikel 9 i elmarknadsförordningen fick en ny utformning. Bland annat föreskrivs att:

> Utformningen av unionens terminsmarknader ska omfatta de verktyg som krävs för att förbättra marknadsaktörernas möjlighet att risksäkra prisrisker på den inre marknaden för el. (artikel 9.3)
>
> Senast den 17 januari 2026 ska kommissionen, efter samråd med berörda intressenter, göra en bedömning av konsekvenserna av möjliga åtgärder för att uppnå det mål som avses i punkt 3. (artikel 9.4)

En utgångspunkt för kommissionens konsekvensanalys kommer troligen att vara en rapport som publicerades februari 2023 av ACER (byrån för samarbete mellan nationella energitillsynsmyndigheter) (ACER, 2023). Rapporten identifierar olika problem och beskriver möjliga utvecklingsområden för EU:s terminsmarknader.

Under hösten 2024 har EU-kommissionen som ett led i sitt arbete genomfört en konsultation för att samla in synpunkter på hur den finansiella marknadens funktionssätt bör förbättras. Det anges att syftet är att genomföra en revidering av nätkoden FCA[10] om förhandstilldelning av kapacitet. Denna process benämns ibland FCA 2.0.

Artikel 30.1 i FCA fastställer att den systemansvariga för överföringssystemet normalt ska utfärda långsiktiga transmissionsrätter för att förbättra möjligheterna för marknadens aktörer att prissäkra sin produktion eller förbrukning. Dock kan andra lösningar användas om det behövs för att säkerställa tillräckliga prissäkringsmöjligheter mellan elområden. Den nordiska modellen med EPAD-kontrakt i kombination med systempriskontrakt har tidigare setts som ett tveksamt undantag på kontinenten. På senare tid har den dock vunnit ökad acceptans och betraktas ibland till och med som en mer fördelaktig lösning än långsiktiga transmissionsrätter. År 2022 beslutade ACER att EPAD-kontrakt är att föredra framför långsiktiga transmissionsrätter mellan Finland och Sverige. Motivet är att EPAD-kontrakt redan är etablerade i den nordiska elmarknaden och en introduktion av långsiktiga transmissionsrätter kan minska likviditeten i EPAD-marknaden och leda till fragmenterade prissäkringsmarknader över lag. I stället betonar ACER behovet av att stärka likviditeten och användningen av EPAD-kontrakt för att förbättra möjligheterna till prissäkring (ACER, 12/2022). Ett annat exempel är det beslut som ACER nyligen fattade om den systemansvariga för överföringssystemet i respektive land ska åläggas att utställa långsiktiga transmissionsrätter mellan Norge och Nederländerna (ACER, 02/2025). Den nederländska tillsynsmyndigheten ACM hänsköt frågan till ACER efter att den norska tillsynsmyndigheten NVE-RME motsatt sig förslaget. För Norges del förordade NVE-RME att lösningar för förbättrad prissäkring bör utvecklas inom respektive land. För Norges del förordade NVE-RME de auktioner av EPAD-kontrakt som Statnett initierat som ett pilotprojekt.

[10] Kommissionens förordning (EU) 2016/1719 av den 26 september 2016 om fastställande av riktlinjer för förhandstilldelning av kapacitet.

I sitt beslut skriver ACER att det är risk för bristande samhällsekonomisk effektivitet om långsiktiga transmissionsrätter mellan Norge och Nederländerna måste införas. Som motiv anger ACER att långsiktiga transmissionsrätter som auktioneras endast en gång för varje års- och månadskontrakt lämnar aktörerna utan prissäkring fram till tidpunkten för en auktion. Vidare konstateras att prissäkring genom långsiktiga transmissionsrätter är komplicerad eftersom transaktioner på flera marknadsplatser behöver genomföras. Auktionering av EPAD-kontrakt i Norge kan enligt ACER vara en effektiv åtgärd för att förbättra prissäkringsmöjligheterna i Norge.

Bankgarantier och förlusttäckning

Bedömning: Svenska myndigheter bör undersöka möjligheterna för fler banker att bli godkända för att ställa ut bankgarantier till Nasdaq Clearing.

Det finns även anledning att inrätta en mer formaliserad samverkan mellan berörda myndigheter för att bland annat ge Finansinspektionen förutsättningar att aktivt medverka i Europeiska värdepappers- och marknadsmyndighetens (ESMA) framtagande av den tekniska standard som ska ange de villkor som ska vara uppfyllda. Det är angeläget att omotiverade begränsningar för en bredare användning av bankgarantier undanröjs.

Sverige bör också uppmärksamma frågan om förlusttäckning för clearinghus till ESMA, för att säkerställa att marknadens riskhanteringsmekanismer inte motverkar att aktörer väljer icke-clearad handel framför clearad handel.

Som ett led i EU:s nödåtgärder för att hantera de höga elpriserna begärde EU-kommissionen i september 2022 att ESMA (Europeiska värdepappers- och marknadsmyndigheten) temporärt skulle möjliggöra för clearinghus att acceptera bankgarantier som berättigade säkerheter. Nasdaq Clearing kunde i juni 2023 åter tillåta bankgarantier som säkerheter.

Vidare utarbetade kommissionen ett förslag till revidering av EMIR[11]. EMIR 3[12] trädde i kraft i december 2024. Av skäl 55 i EMIR 3 anges följande:

> För att underlätta tillgången till clearing för icke-finansiella enheter vars innehav av mycket likvida tillgångar inte är tillräckligt, särskilt energibolag enligt villkor som ska fastställas av ESMA, och för att säkerställa att en central motpart tar hänsyn till dessa villkor vid beräkningen av sin totala exponering mot en bank som också är en clearingmedlem, bör garantier från offentliga banker och affärsbanker betraktas som godtagbar säkerhet.

I enlighet härmed ändrades artikel 46 i samma förordning om krav på säkerheter. Clearinghus får godta garantier från banker förutsatt att relevanta villkor är uppfyllda. ESMA får i uppgift att utarbeta förslag till tekniska standarder för tillsyn med närmare uppgifter om de relevanta villkoren. ESMA ska överlämna förslagen till kommissionen senast december 2025.

Nasdaq Clearing accepterar för närvarande endast sex banker som utställare av bankgarantier, varav två är svenska: Swedbank och Handelsbanken. Som tidigare nämnts kan endast finansiella institutioner, såsom banker, vara clearingmedlemmar hos EEX clearinghus. Därmed blir systemet med bankgarantier till clearinghus irrelevant. I stället blir frågan om en aktörs garantier en angelägenhet mellan aktören och den bank med vilken denne har ett clearingavtal.

EU-regelverken för den finansiella elmarknaden genomgår för närvarande en översyn, vilket kan leda till förändringar som påverkar både marknadsaktörer och tillsynsmyndigheter. För att säkerställa en välfungerande prissäkringsmarknad är det avgörande att berörda svenska myndigheter, med möjlighet att påverka processen, ges rimliga förutsättningar att analysera, bidra och föra fram nationella intressen i det pågående regelutvecklingsarbetet. Finansinspektionen har i en rapport utvärderat Riksgäldens åtgärd att 2022 ställa ut statliga kreditgarantier till elproducenter knutna till prissäkringsmarknaden i Nasdaq Clearing AB och de händelser som föranledde denna åtgärd. En slutsats som dras i rapporten är att elmarknaden ligger

[11] Europaparlamentets och rådets förordning (EU) nr 648/2012 av den 4 juli 2012 om OTC-derivat, centrala motparter och transaktionsregister.
[12] Europaparlamentets och rådets förordning (EU) 2024/2987 av den 27 november 2024 om ändring av förordningarna (EU) nr 648/2012, (EU) nr 575/2013 och (EU) 2017/1131 vad gäller åtgärder för att minska alltför stora exponeringar mot centrala motparter i tredjeland och effektivisera unionens clearingmarknader.

utanför Finansinspektionens kompetens- och tillsynsområde. Till detta kommer att tillsynen av elmarknaden, inklusive prissäkringsmarknaden, är uppdelad på flera myndigheter, vilket gjorde det svårt att skapa en samlad bild av läget på den underliggande marknaden. Finansinspektionen hade heller inte upparbetade kontakter med de myndigheter som har tillsyn över elmarknaden och framhåller att det hade varit särskilt värdefullt med en mer utvecklad samverkan med Ei (Finansinspektionen, 2023).

I avsnitt 4.2.2 redogjordes för hur stängningen 2018 av en börsmedlems stora position ledde till en stor förlust som översteg ställda säkerheter och Nasdaq Clearings avsatta medel om 7 miljoner euro. En betydande del av de 107 miljoner euro i obeståndsfond som ställts av clearinghusets medlemmar togs också i anspråk. Konsekvensen blev att åtminstone en clearingmedlem fick stå för en högre initial förlusttäckning än Nasdaq Clearing. Vissa aktörer ifrågasatte om det låga kravet på Nasdaqs förlusttäckning hade gett otillräckliga incitament till en djupare analys som potentiellt skulle ha identifierat de extra riskerna med en så stor position. Förlusttäckningen skedde enligt den så kallade *vattenfallsprincipen*[13] vid obestånd som föreskrivs i artikel 45 i EMIR. En teknisk standard av ESMA anger metoden för att beräkna de medel clearinghuset ska avsätta för att tas i anspråk innan medlemmarnas obeståndsfond tas i anspråk. Den nuvarande ordningen som fokuserar på att upprätthålla den finansiella stabiliteten säkerställer därför att clearinghuset alltid har en god kapitalisering, även vid stora förluster. Aktörernas tillit till clearing som ett säkert och effektivt sätt att hantera motpartsrisker kan dock minska vid överdrivet låga krav på förlusttäckning av clearinghuset innan medlemmarnas obeståndsfond tas i anspråk.

[13] Vattenfallsprincipen är en hierarkisk förlusttäckningsmekanism som Nasdaq Clearing använder för att hantera situationer där en clearingmedlem inte kan uppfylla sina finansiella åtaganden. Modellen innebär att förluster täcks i en förutbestämd ordning, där olika säkerhetslager används stegvis för att minimera risken för övriga marknadsaktörer och det finansiella systemet.

4.4 Beskrivning av differenskontrakt för riskdelning med staten

Utredningen ska utreda vilken roll statlig riskdelning genom differenskontrakt (så kallad *contract for difference*, CfD) kan ha på en framtida elmarknad utifrån de förutsättningar som ges i den europeiska elmarknadslagstiftningen.

4.4.1 Statlig riskdelning kan ske på flera sätt

Statlig riskdelning för teknologier med hög mognadsgrad kan principiellt på en rad olika sätt.

Statliga elinköp via långsiktiga avtal

Staten har en betydande elanvändning och kan genom långsiktiga avtal med elproducenter säkerställa en garanterad försäljningsvolym och prisnivå. Detta minskar investeringsrisken för elproducenter samtidigt som det bidrar till stabila offentliga finanser genom en mer förutsägbar energikostnad. Staten kan också bidra till en ökad likviditet på den finansiella elmarknaden genom att ingå prissäkringsavtal på kortare sikt. Detta kan genomföras genom att ålägga statliga verksamheter så som myndigheter, affärsverk och bolag med stor elanvändning att prissäkra sin elanvändning genom att ingå långsiktiga elköpsavtal med ny elproduktion eller köpa prissäkringar på den finansiella elmarknaden. Denna åtgärd har potential att bidra med en ökad transparens på den finansiella elmarknaden eftersom avtalsvillkoren som utgångspunkt bör utgöra en offentlig handling och kan användas för att etablera offentliga marknadspriser för långsiktiga avtal. Det statliga affärsverket Svenska kraftnät hade 2024 en elanvändning på 3,7 terawattimmar (TWh) för att täcka sina nätförluster enligt statistik från Statistikmyndigheten SCB. Elanvändningen inom järn- och spårvägar uppgick samma år till 2,5 TWh, även om inte all trafik sker i statens regi.

Statligt ägande eller delägarskap

Staten kan själv investera i elproduktion, antingen genom att äga produktionsanläggningar helt eller genom att gå in som delägare i större projekt. Vattenfall är ett exempel på ett statligt ägt bolag och den nationella kärnkraftsamordnaren förespråkar att ett nytt statligt bolag ska ha delägarskap i nya kärnkraftsprojekt (Berglöf, 2025).

Investeringar i infrastruktur

Staten kan ge stöd genom att finansiera elnätinfrastruktur som är nödvändig för att ansluta produktionsanläggningar. EU-kommissionen har identifierat en betydande potential för ökad marknadsintegration inom EU genom utvecklingen av ett sammanlänkat havsbaserat elnät i Nordeuropa. För att möjliggöra detta avser EU-kommissionen att under 2025 ta fram riktlinjer för hur medlemsstater kan använda offentliga medel för att finansiera infrastruktur för anslutning av havsbaserade elnät, i enlighet med EU:s statsstödsregler och konkurrenslagstiftning (EU-kommissionen, COM(2025)79).

Investeringsstöd eller lånegarantier

Staten kan bidra med direkta stöd eller statliga lånegarantier för att minska finansieringskostnaderna och underlätta investeringar i ny elproduktion. År 2024 lämnade en statlig utredare ett förslag på modeller för finansiering och statlig riskdelning för nya kärnkraftreaktorer som bland annat inkluderar statlig lånefinansiering (Finansdepartementet, 2024).

I förslaget till budgetproposition för 2025 presenterade regeringen på hösten 2024 Kraftlyftet för att regionalt stärka elsystemets kapacitet där behoven är som störst. Stödet omfattar investeringar i elproduktion, energilager, energieffektivisering, flexibilitetstjänster och andra systemtjänster som inte uppstår på marknadsmässiga grunder (prop. 2024/25:1).

Skattelättnader och driftstöd

Produktionsstöd, särskilda avdrag eller skattereduktioner för investeringar i elproduktion kan göra det mer attraktivt för företag att investera i ny elproduktion. Ett närliggande exempel inom energisektorn är att elintensiv industri i Sverige och många andra länder i Europa har skattelättnader i form av reducerad energiskatt på el.

Kapacitetsmekanismer

Elproducenter får ersättning inte bara för den el de säljer, utan även för att hålla produktionskapacitet tillgänglig, vilket minskar investeringsrisken för primärt kraftslag med högt effektbidrag vid bristsituationer, se mer utförlig diskussion i kapitel 6.

Statliga kreditgarantier för att reducera motpartsrisken i långsiktiga elköpsavtal

EU-kommissionen kommer, i samarbete med Europeiska investeringsbanken, att lansera ett pilotprogram som syftar till att en statlig aktör delvis ta över motpartsrisken i långsiktiga elköpsavtal. Programmet har en indikativ budget på 500 miljoner euro (EU-kommissionen, COM[2025]79). Förslaget adresserar de skillnader i tidsperspektiv som finns mellan elproducenternas efterfrågan på långsiktig stabilitet och elanvändarnas osäkerhet kring framtida efterfrågan och priser. Genom att minska motpartsriskerna associerade med långsiktiga elköpsavtal kan fler avtal komma till stånd, vilket påskyndar investeringar i ny elproduktion och den gröna omställningen.

Dubbelriktade differenskontrakt

Staten garanterar ett pris för el under en viss framtida tidsperiod. Om marknadspriset är lägre än detta pris kompenseras producenten, och om marknadspriset är högre betalar producenten tillbaka mellanskillnaden. Enkelriktade differenskontrakt innebär att staten garanterar ett pris för el, utan krav på återbetalning vid höga elpriser.

4.4.2 Statlig riskdelning genom dubbelriktade differenskontrakt

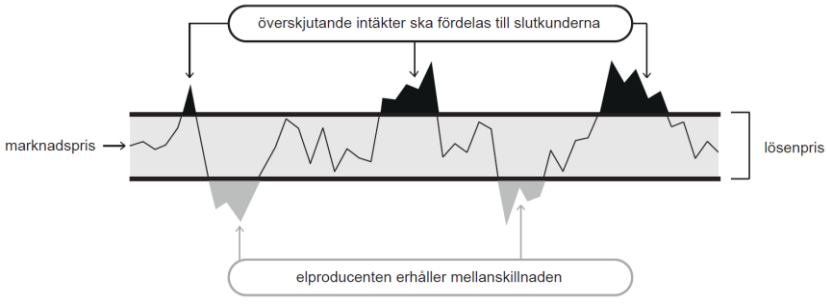
Den reviderade elmarknadsförordningen föreskriver att differenskontrakt (eller likvärdiga system med samma effekter) ska användas om medlemsstater väljer att stödja nya investeringar i koldioxidsnål, icke-fossil elproduktion genom offentligt finansierade system med direkt prisstöd. Dessa bestämmelser träder i kraft för kontrakt som ingås från och med den 17 juli 2027.

Med differenskontrakt avses här ett kontrakt mellan en statlig aktör och en producent som ger producenten en intäktsgaranti som bestäms av ett lösenpris. Lösenpriset, eller det maximala stödbeloppet (för ett givet lösenpris), fastställs vanligen i en auktion men kan även överenskommas på annat sätt. Det ställs enligt artikel 19d i den reviderade elmarknadsförordningen krav på att differenskontrakt ska vara dubbelriktade vilket innebär att kontrakten innehåller både en intäktsgaranti och en övre gräns för när återbetalning till slutkunder ska ske, vilket beskrivs i figur 4.5. Deltagandet i dessa system ska vara frivilligt för marknadsaktörerna. Energikällor som kan omfattas av ett differenskontrakt är vindkraft, solenergi, geotermisk kraft, vattenkraft utan magasin och kärnkraft.

Stöd kan beviljas för nyinvesteringar eller väsentliga uppgraderingar som avsevärt ökar sådana anläggningars kapacitet eller förlänger deras livslängd.

Figur 4.5 Dubbelriktat differenskontrakt

Exemplet innehåller olika lösenpriser för intäktsgaranti och gräns för återbetalning



Källa: Europeiska unionens råd (2025).

Ett differenskontrakt kan enligt skälen i den reviderade elmarknadsförordningen ha flera syften. Ett syfte är att ge direkta prisstöd för att stimulera investeringar i de fossilfria kraftslag som omfattas för att uppnå unionens mål för utfasning av fossila bränslen. Detta uppnås genom att staten ställer upp en intäktsgaranti som innebär att den tar på sig elproducentens risk för låga elpriser i framtiden. Ett annat syfte med differenskontrakt är att omfördela de höga vinster som elproducenter med låga rörliga kostnader får när gas eller andra fossila kraftslag styr elpriset, så att elanvändarna gynnas. EU-kommissionen menar att det har potential att i ökad utsträckning frikoppla slutkundspriset från höga priser på fossila bränslen. Detta uppnås genom att man inför ett övre lösenpris som anger en gräns för när elproducenter ska betala tillbaka mellanskillnaden, som staten sedan kan använda för att till exempel kompensera elanvändarna. På så sätt blir elanvändarna, åtminstone i teorin, delvis skyddade mot höga elpriser. Detta sker dock på bekostnad av de elproducenter som innehar differenskontrakt, då deras potentiella vinster begränsas. Medlemsländerna har viss flexibilitet när det kommer till hur eventuella överskjutande intäkter kan användas för att minska elkostnaderna för elanvändarna.

4.5 Lönsamheten för olika kraftslag

Elpriset på dagen före-marknaden utgör det absolut största intäktsflödet för en elproducent (se kapitel 6 för värdering av systemnyttor generellt). För att ge underlag för bedömningar av behovet av statlig riskdelning har utredningen gett konsultföretaget Profu i uppdrag att göra en modellanalys av framtida elpriser samt intjäningsförmåga och lönsamhet för nya investeringar i olika kraftslag på elenergimarknaden. Syftet är att ge en bild av den osäkerhet elmarknadens aktörer står inför gällande elprisets utveckling 2035 och 2045. Genom att variera viktiga faktorer kan man bilda sig en uppfattning om ett möjligt prisspann för elprisets utveckling.

Dessutom utvärderas hur olika scenarier och omvärldsfaktorer påverkar lönsamheten för investeringar i olika kraftslag, inklusive effekten av kalkylräntan. Kalkylräntans nivå påverkar kraftslagens lönsamhet och är viktig för att bedöma behovet av och effekten av bättre riskhantering och statlig riskdelning.

4.5.1 Genomförande och resultat

Resultaten baseras på modellberäkningar av el- och energisystemet[14] med olika scenarier och känslighetsanalyser. Lönsamheten för varje kraftslag bedöms genom en beräkning av dess intäkter samt en förenklad lönsamhetsindikator för nyinvesteringar, där både fasta och löpande kostnader[15] ingår. Analysen görs för två tidsperioder: medellång sikt (2035) och lång sikt (2045). I modellanalysen antas att överföringskapaciteten mellan SE2 och SE3 förstärks över tid i enlighet med Svenska kraftnäts publicerade långsiktiga planer. Överföringskapaciteten mellan SE4 och Tyskland respektive Polen antas öka med ytterligare 600 MW i ett scenario med en kraftigt ökad elanvändning 2045 i förhållande till ett scenario med en mer måttlig ökning. En mer detaljerad beskrivning av modellanalysen och de antaganden som görs finns i bilaga 2.

Studien fokuserar främst på Sveriges elproduktion, även om modellen täcker hela Nordeuropa. Av praktiska (modelltekniska) skäl analyseras elpriser på en marknad där aktörerna har full kunskap om framtiden. Detta kan leda till att modellresultaten ger vissa kraftslag högre intäkter än vad de kan väntas få i verkligheten, där framtiden är osäker. Vidare motsvarar elpriset i modellen i huvudsak intäkterna från dagen före-marknaden. I verkligheten kan kraftslag kombinera intäktsflöden från flera marknadssegment, exempelvis från prissäkringskontrakt, elköpsavtal, intradagsmarknaden, stödtjänster (bland annat balansmarknaden), nätavgifter, kapacitetsmarknader, miljövärden och flexibilitetsmarknader som hanterar överbelastning[16].

Beräkningarna visar att investeringar i landbaserad vindkraft kommer att stå för huvuddelen av tillskottet av ny elproduktionskapacitet, särskilt fram till 2035. Havsbaserad vindkraft och ny kärnkraft bedöms ha längre konstruktionstid och blir främst aktuella i

[14] TIMES-NORDIC är en energisystemmodell för analys av den långsiktiga utvecklingen från i dag till 2050 för hela energisystemet i Sverige. EPOD (European Power Dispatch) är en el- och fjärrvärmesystemmodell som i detalj och timme för timme samt för ett år i taget (nutid eller ett framtida år) optimerar balansen mellan produktion och konsumtion av el i de olika elområdena inom Nordeuropa (Sverige, Norge, Danmark, Finland, Tyskland, Polen, Estland, Lettland och Litauen).

[15] Profu använder schablonmässiga kostnadsdata baserade på publika källor, exempelvis Energiforsk, (2021:714). Den reala kalkylräntan antas i modellanalysen vara 6 procent. Samtliga priser och kostnader uttryckta i 2024 års priser är indexuppräknade med en faktor 1.15. Detta motsvarar inflationen i euroområdet under 2021–2024.

[16] Stödtjänster, nätavgifter, kapacitetsmarknader och flexibilitetsmarknader beskrivs närmare i kapitel 6.

ett scenario med hög elanvändning (HÖGEL), där elförbrukningen når över 300 TWh år 2045. I ett LÅGEL-scenario med lägre elanvändning (cirka 230 TWh år 2045) sker mycket begränsade investeringar i havsbaserad vindkraft och inga i ny kärnkraft, givet de kostnader och den kalkylränta som antagits i modellanalysen. Även LÅGEL-scenariot innebär dock en förhållandevis kraftigt ökad elanvändning jämfört med dagens elanvändning på cirka 135 TWh.

Kostnaden för ny kärnkraft är dock högst osäker och kraftslaget är inte lönsamt i något av de studerade scenarierna om kostnaderna antas öka med cirka 20 procent (från knappt 60 000 till cirka 70 000 kronor per installerad kilowatt i 2021 års penningvärde) vilket fortfarande är lägre än många andra kostnadsbedömningar som görs, exempelvis i den statliga utredningen om finansiering av ny kärnkraft (Finansdepartementet, 2024).

Planerbara kraftslag som vattenkraft, kraftvärme och kärnkraft får generellt ett högre elpris (en högre intäkt per kWh) än väderberoende kraftslag som vind- och solkraft. Det beror på att de senare har en större andel elproduktion under timmar med lägre elpris. Däremot har vind- och solkraftverk lägre produktionskostnader, vilket gör att de ändå kan vara lönsamma. Landbaserad vindkraft har särskilt goda förutsättningar att byggas ut fram till 2035, förutsatt att nödvändiga tillstånd ges. På längre sikt förbättras även lönsamheten för andra kraftslag.

I studien redovisas känslighetsanalyser som belyser såväl betydelsen av ny kärnkraft som att efterfrågan och utbud går i takt. Effekterna av ny kärnkraft på elpriser och intjäningsförmåga belyses i ett särskilt scenario med hög elanvändning och utan investeringar i ny kärnkraft. I detta scenario investeras i stället i andra kraftslag, framför allt havsbaserad vindkraft, och det sker även förändringar i investeringsmönstren i angränsande länder.

Studien belyser vikten av att investeringar i elproduktion och elanvändning sker i takt. Om elproduktionen byggs ut för mycket i förhållande till elanvändningen kan lönsamheten för ny elproduktion försämras kraftigt. Om produktionen däremot är för låg kan det resultera i mycket höga elpriser, och enligt Profus bedömning är det osannolikt att nya investeringar i elintensiv industri skulle ske under sådana prisförhållanden.

Subventioner och policyåtgärder kan påverka jämviktspriset genom att skapa obalanser mellan utbud och efterfrågan, vilket kan

leda till avvikande elpriser och ett potentiellt större behov av statliga subventioner. En överdimensionerad elproduktion indikerar risken för kostsamma subventioner vid alltför stora statliga ingrepp i förhållande till elanvändningens utveckling. På lång sikt kan dock marknaden förväntas anpassa sig efter prisutvecklingen, men på kort sikt kan en sådan obalans leda till kraftigt påverkade elpriser.

4.5.2 Elpris och elproduktion i de olika scenarierna

Elmarknadsmodellen syftar till att minimera produktionskostnaden i elsystemet genom att hitta den mest kostnadseffektiva elproduktionen och investeringen för att möta efterfrågan. Modellen är därmed utformad för att spegla marknadsdynamiken på en välfungerande elenergimarknad, där aktörerna bland annat har fullständig information och det föreligger låga inträdeshinder för nyinvesteringar. För att bättre spegla verklighetens elenergimarknad har Profu lagt in begränsningar, exempelvis ledtider för olika kraftslag. Dessutom har utbyggnadspotentialen för landbaserad vindkraft i SE4 begränsats till 1 gigawatt (GW) för att spegla begränsningar i etableringsmöjligheterna till följd av hög befolkningstäthet.

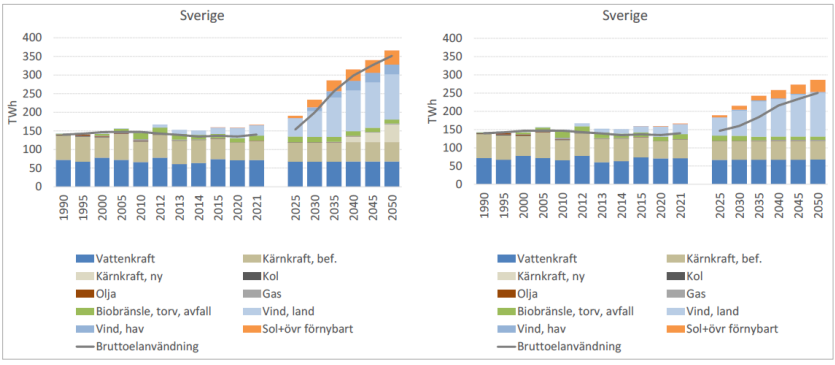
Elproduktionen utvecklas olika beroende på hur elanvändningen utvecklas, vilket framgår av figur 4.6.

- I LÅGEL-scenariot ökar efterfrågan mer måttligt, vilket gör att investeringar i havsbaserad vindkraft och kärnkraft uteblir. I stället byggs främst landbaserad vindkraft, och solel växer något över tid.
- I HÖGEL-scenariot ökar elanvändningen kraftigt, vilket leder till investeringar i flera kraftslag, inklusive havsbaserad vindkraft, ny kärnkraft och mer solel. Ny kärnkraft byggs ut efter 2035 och producerar cirka 25 TWh år 2045 vilket motsvarar drygt 3 GW installerad effekt.

På lång sikt visar HÖGEL-scenariot att alla kraftslag behövs, eftersom varje energikälla har sina egna begränsningar vid hög efterfrågeutveckling.

Figur 4.6 Sveriges framtida elproduktion i HÖGEL-scenariot (vänster) och LÅGEL-scenariot (höger)

Bruttoelanvändning (inklusive nätförluster) helstreckad linje



Källa: Profu.

I båda scenarierna görs tidvis stora investeringar i energilager såsom batterier och på längre sikt vätgaslager, samt i efterfrågeflexibilitet, särskilt smart laddning av elfordon. Även reglerbar elproduktion, som gasturbiner för korta perioder (spetslast), byggs ut. Dessa lösningar hjälper till att hantera variationer i ett elsystem med hög andel väderberoende elproduktion.

Effekter på elpriset

I HÖGEL-scenariot stiger elpriset snabbt till 2035 i alla svenska elområden p.g.a. hög elektrifieringstakt vilket framgår av figur 4.7. Begränsningar avseende hur snabbt vindkraft kan byggas ut pressar också upp priset, trots en omfattande utbyggnad på cirka 120 TWh på land och till havs.

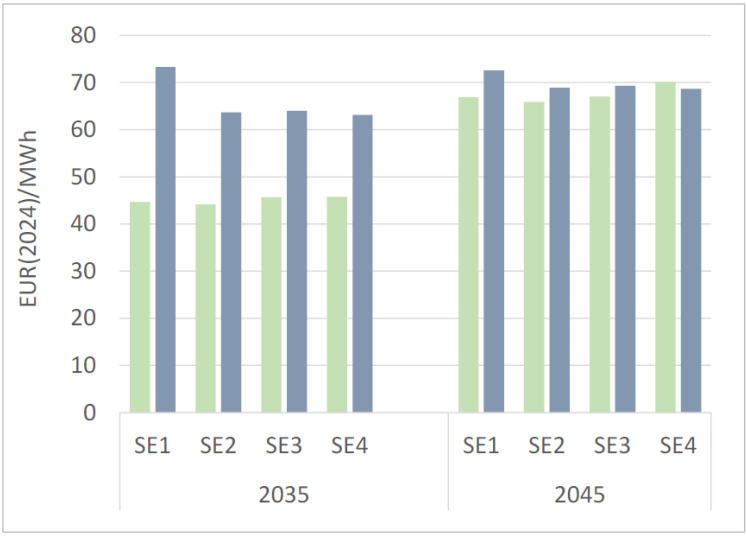
I LÅGEL-scenariot är elpriset lägre år 2035 p.g.a. en lägre ökningstakt i elanvändningen. Till 2045 minskar dock skillnaden i elpriset mellan scenarierna. Detta beror på att efterfrågan enligt LÅGEL fortsätter att växa, samtidigt som utbyggnaden enligt HÖGEL inte längre begränsas av ledtider.

Elektrifieringen är en gemensam angelägenhet för hela Nordeuropa och mer utjämnade elpriser mellan länder är en omständighet som också bidrar till minskade skillnader i elpriset mellan scenarierna år 2045. Skillnaden i inhemsk elanvändning mellan scenarierna år 2045

är cirka 80 TWh. Detta motsvarar mindre än 5 procent av den totala elanvändningen i Nordeuropa enligt HÖGEL-scenariot, där den beräknas uppgå till cirka 2 000 TWh. Eftersom även överföringskapaciteten mellan länder och inom Sverige antas öka efter 2035, blir effekten på elpriset av en förändrad elanvändning i Sverige begränsad, så länge elanvändningen i omvärlden är densamma i de olika scenarierna.

Figur 4.7 Beräknade årsmedelelpriser 2035 och 2045 i SE1–SE4 för ett HÖGEL-scenario (mörk stapel) respektive LÅGEL-scenario (ljus stapel)

Euro per megawattimme i 2024 års priser



Källa: Profu.

Figur 4.7 visar att elpriserna är relativt väl utjämnade mellan de fyra elområdena. Detta beror på att en stor del av den ökade elanvändningen antas ske i SE1, vilket höjer priset där mer än i övriga områden. Dessutom förväntas överföringskapaciteten mellan SE2 och SE3 öka i enlighet med Svenska kraftnäts nätutvecklingsplaner, och den överföringskapacitet som tilldelas elmarknaden är hög mellan samtliga elområden. Detta hjälper till att jämna ut elpriserna. I verkligheten kan dock överföringskapaciteten ibland vara begränsad till följd av driftsäkerhetsskäl eller underhållsbehov.

Det genomsnittliga elpriset i SE1 är i själva verket högst av samtliga elområden i HÖGEL-scenariot, särskilt år 2035 då utbyggnaden inte håller jämna steg med den kraftiga efterfrågeökningen. I LÅGEL-scenariot är elpriserna i alla områden nästan helt utjämnade. Detta beror på att efterfrågeökningen främst sker i norra Sverige och att elöverföringskapaciteten, särskilt mellan SE2 och SE3, förstärks. SE1 får också en starkare koppling till Finland genom den nya Aurora-förbindelsen[17]. Finland antas i modellanalysen förbli ett område med underskott mellan produktion och förbrukning på årsbasis, vilket ytterligare bidrar höga priser i SE1.

I SE4 ökar elproduktionen mer än efterfrågan, främst tack vare investeringar i havsbaserad vindkraft från 2030 i HÖGEL-scenariot, men även i viss landbaserad vindkraft. Dock är, som tidigare nämnts, utbyggnaden av landbaserad vindkraft begränsad till 1 GW p.g.a. den höga befolkningstätheten.

Elpriserna i SE4 påverkas också av den stora utbyggnaden av förnybar energi i Tyskland. Låga elpriser under sommaren sprids till SE4, medan de höga vinterpriserna i Tyskland har mindre effekt. Detta beror på att den stora elproduktionen i SE1–SE3 hjälper till att dämpa prisökningarna i SE4 under perioder med begränsade sol- och vindresurser i Tyskland.

Kraftslagens lönsamhet 2035 och 2045

I det förra avsnittet redogjordes för hur de generella prisnivåerna i SE1–SE4 varierar mellan de två huvudscenarierna. Med mer detaljerade tidsserier över elpriset som utgångspunkt går det att beräkna intjäningsförmågan för olika kraftslag baserat på deras drifttimmar. Avgörande faktorer för intjäningsförmågan är hur väl produktionen kan planeras och anpassas till prisvariationer. För väderberoende el spelar också graden av samvariation samt omfattningen av flexibilitetslösningar och energilager en viktig roll för intjäningsförmågan. De planerbara kraftslagen (kraftvärme, vattenkraft och kärnkraft) erhåller ett (klart) högre elpris, medan de väderberoende kraftslagen, i synnerhet solel, erhåller genomgående lägre elpriser. Noterbart är att kraftvärme drar nytta av de generellt sett högre elpriserna under uppvärm-

[17] Förbindelsen sträcker sig från Messaure i norra delen av Sverige till Pyhänselkä utanför Uleåborg i Finland.

ningssäsongen vintertid. Andelen timmar med låga elpriser under vinterhalvåret tenderar dock att öka i beräkningarna i takt med att andelen vindkraft ökar. I Profus underlagsrapport finns mer information om intjäningsförmågan hos olika kraftslag samt ett resonemang kring varför modellresultaten indikerar relativt små kannibaliseringseffekter[18] för vindkraften i förhållande till vad som observerats historiskt (se bilaga 2 s. 11).

Modellverktyget för att beräkna investeringar[19] i elproduktion kan inkludera flera kostnadsklasser[20] inom respektive kraftslag med syfte att i viss mån reflektera projektspecifika förutsättningar. För exempelvis vindkraft påverkas kostnader och lönsamhet främst av vindtillgång och avstånd till nätanslutning, medan egenskaperna hos det lokala fjärrvärmenätet är avgörande för kostnaderna för kraftvärme. Andra faktorer som teknikval, anläggningsstorlek och investerares avkastningskrav påverkar också kostnader och lönsamhet. För att illustrera lönsamheten för olika kraftslag har Profu beräknat en förenklad lönsamhetsindikator för nyinvesteringar i olika kraftslag baserat på en typisk, eller representativ, investering per kraftslag. Lönsamhetsindikatorn ska därmed ses som indikativ snarare än heltäckande.

Lönsamhetsindikatorn är definierad som förhållandet mellan de årliga intäkterna från elförsäljning och kostnaden för att producera el (*levelized cost of energy*, LCOE) för ett visst kraftslag med beaktande av kapitalkostnader, kalkylräntor, livslängder, drift- och underhållskostnader, eventuella bränslekostnader och den utnyttjningstid som kraftslaget erhåller enligt modellen.

- Lönsam investering: Kvoten är över 100 procent.
- Olönsam investering: Kvoten är under 100 procent.

För enkelhetens skull har räntor under byggtiden exkluderats, men dessa ingår i vissa modellberäkningar för långsiktiga investeringar. Analysen fokuserar enbart på nyinvesteringar vilket innebär att vattenkraft inte ingår, eftersom Profu endast räknar med effektökningar i

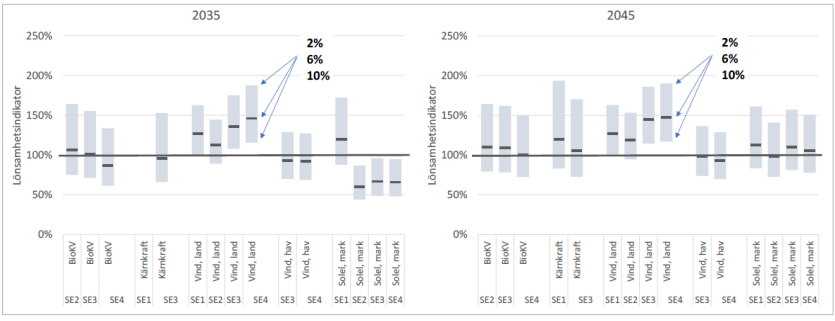
[18] Kannibaliseringseffekt på elmarknaden syftar på att ökade volymer av variabel elproduktion, särskilt från sol- och vindkraft, pressar marknadspriset på el under perioder med hög produktion. Detta leder till att elproducenter av samma teknik ”kannibaliserar” sina egna intäkter.
[19] Modellanalysen inkluderar också reinvesteringar i befintlig kapacitet.
[20] Eftersom varje investering är unik och kostnaderna skiljer sig åt mellan aktörer, använder Profu schablonmässiga kostnadsdata baserade på publika källor så som Energiforsk (2021:714).

befintliga anläggningar. Detsamma gäller livstidsförlängningar, exempelvis för kärnkraft (från 60 till 80 år), som enligt modellen bedöms vara lönsamma men som inte inkluderas i beräkning av lönsamhetsindikator.

Beräkningarna görs med tre olika reala kalkylräntor (2, 6 och 10 procent) för att visa hur ändrade avkastningskrav påverkar investeringarnas lönsamhet. Modellberäkningarna för elsystemets långsiktiga utveckling är baserade på 6 procent kalkylränta. De andra två kalkylräntorna ska därför ses som förenklade känslighetsberäkningar eftersom ändrade kalkylräntor också påverkar de investeringar som görs i modellverktyget. I figurerna 4.8 och 4.9 syns tydligt hur kalkylräntan påverkar kraftslagens lönsamhet, där högre räntor minskar lönsamheten och lägre räntor ökar den. Lönsamhetsindikatorn är beräknad för endast två år, 2035 och 2045. Den investeringsmodell som Profu använder tar dock hänsyn till den långsiktiga utvecklingen och optimerar investeringar över hela livslängden, baserat på förändrade omvärldsfaktorer. Därför bör man vara försiktig med att dra långtgående slutsatser om ett kraftslags lönsamhet enbart utifrån dessa två år.

Figur 4.8 Lönsamhetsindikator för nyinvesteringar i olika kraftslag 2035 (vänster) och 2045 (höger) i ett HÖGEL-scenario

(BioKV = biobränslekraftvärme)

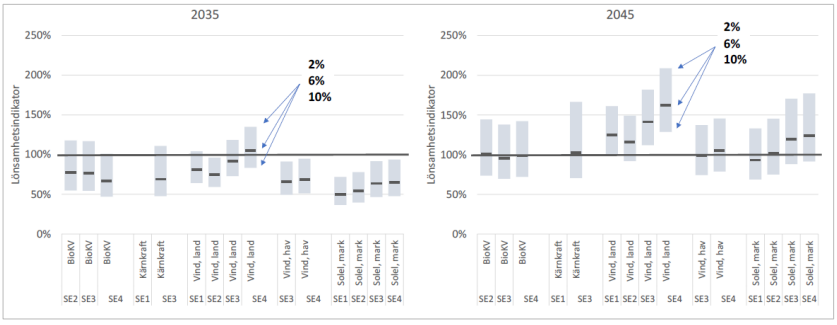


Källa: Profu.

Modellberäkningarna är, som tidigare nämnts, baserade på en kalkylränta på 6 procent och har därför markerats med ett streck i staplarna. En kalkylränta på 10 procent gör investeringar i de flesta kraftslag olönsamma, utom viss landbaserad vindkraft. En kalkylränta på 2 procent gör de flesta kraftslag lönsamma, med undantag för solel 2035.

Figur 4.9 Lönsamhetsindikator för nyinvesteringar i olika kraftslag 2035 (vänster) och 2045 (höger) i ett LÅGEL-scenario

(BioKV = biobränslekraftvärme)



Källa: Profu.

Lönsamhetsberäkningarna för de två scenarierna med varierande elanvändning kan sammanfattas med att:

- Landbaserad vindkraft har generellt en hög lönsamhetsindikator tack vare god intjäning och låga produktionskostnader, trots en viss kannibaliseringseffekt. Vattenkraftens förmåga att jämna ut variationer bidrar också positivt. SE4 har bra vindlägen, men utbyggnadspotentialen antas vara begränsad p.g.a. hög befolkningstäthet.
- Havsbaserad vindkraft och ny kärnkraft antas ha längre konstruktionstid och blir främst aktuella i HÖGEL-scenariot, där elförbrukningen når över 300 TWh år 2045. I LÅGEL-scenariot (cirka 230 TWh år 2045) sker endast begränsade investeringar i havsbaserad vindkraft och inga investeringar i ny kärnkraft, givet de kostnader och den kalkylränta som antagits i modellanalysen.
- Solel har en blandad lönsamhet över tid och mellan elområden. År 2035 ligger lönsamheten under 100 procent i alla områden utom SE1 i HÖGEL-scenariot, där elpriserna är högre och påverkas mindre av Tysklands ökade utbyggnad av solel. År 2045 förbättras lönsamheten i båda scenarierna tack vare sjunkande investeringskostnader i kombination med ökad batterikapacitet och efterfrågeflexibilitet, som jämnar ut prisvariationer inom dygnet. Fram till 2035 är investeringar främst inriktade på takmonterade solceller som gynnas av ekonomiskt fördelaktig egen-

förbrukning, medan markplacerade installationer blir mer lönsamma på längre sikt.

- Biobränslebaserad kraftvärme har en hög intjäningsförmåga men en låg lönsamhetsindikator, särskilt i LÅGEL-scenariot 2035 givet 6 procent kalkylränta. Detta beror på höga investerings- och bränslekostnader samt minskad drifttid över tid till följd av ett vikande värmeunderlag. Även om kraftvärmen tjänar på höga vinterpriser, påverkas den negativt av periodvis låga elpriser när det finns gott om vindkraft.

Figur 4.8 och 4.9 visar att kraftvärmens lönsamhet är avhängig elanvändningen storlek, men också att det finns stora utmaningar – något som även branschföreträdare lyfter fram[21]. Konkurrensen om skogsråvaran förväntas öka, och biobränslepriserna baseras i modellanalyserna på de senaste årens höga prisnivåer. I LÅGEL-scenariot är priserna på biobränsle högre än i HÖGEL-scenariot, eftersom transportsektorn använder mer biodrivmedel och mindre el. Detta påverkar lönsamhetsindikatorn särskilt mycket år 2035.

Lönsamheten för ny kraftvärme är samtidigt svår att generalisera eftersom de lokala förutsättningarna varierar, särskilt värdet på fjärrvärmeproduktionen. Profu antar att detta värde motsvarar kostnaden för en ny skogsfliseldad hetvattenpanna. De underliggande modellerna använder mer avancerade beräkningar där fjärrvärmens värde är en del av modellresultatet.

Lönsamheten för ny kärnkraft och havsbaserad vind är båda beroende av en kraftigt ökad elanvändning. I HÖGEL-scenariot görs investeringar i ny kärnkraft först runt 2040, medan de uteblir helt i LÅGEL-scenariot. Detta bekräftas av lönsamhetsindikatorn, som år 2045 ligger klart över 100 procent i HÖGEL-scenariot, men under 100 procent år 2035 i båda scenarierna (med en kalkylränta på 6 procent).

I LÅGEL-scenariot 2045 ligger lönsamhetsindikatorn för ny kärnkraft nära 100 procent, vilket gör det till ett gränsfall. Investeringsmodellen väljer ändå att inte investera i kärnkraft, baserat på lönsamheten över hela investeringens livslängd.

[21] Montel news 2024, *FOKUS: Kraftvärmen går mot ännu en dyr vinter*. Hämtat den 20 mars 2025 från: https://montelnews.com/nordic/news/ee4a6586-df86-49e6-999e-04388aa551e8/fokus-kraftvarmen-gar-mot-annu-en-dyr-vinter.

Kostnaden för ny kärnkraft är osäker och kraftslaget är inte lönsamt i något scenario om investeringskostnaderna antas öka med cirka 20 procent (från knappt 60 000 till cirka 70 000 kronor per installerad kilowatt i 2021 års penningvärde) vilket fortfarande är lägre än andra bedömningar om kostnader som görs, exempelvis i den statliga utredningen om finansiering av ny kärnkraft (Finansdepartementet, 2024).

I HÖGEL-scenariot sker enligt modellen investeringar i havsbaserad vind från 2030, trots att den beräknade lönsamhetsindikatorn ligger strax under 100 procent både 2035 och 2045. Som nämnts tidigare är lönsamhetsindikatorn beräknad utifrån en typisk, eller representativ, investering för havsbaserad vindkraft (och övriga kraftslag) medan modellverktyget inkluderar ett flertal olika klasser som alltså kan vara både dyrare och billigare än den typiska investering som lönsamhetsindikatorn beskriver. I LÅGEL-scenariot sker endast mycket begränsade investeringar i havsbaserad vind och den beräknade lönsamhetsindikatorn är (strax) över 100 procent enskilda år för enstaka elområden (SE4 år 2045), givet de kostnadsantaganden som görs i analysen.

En slutsats av analysen är att havsbaserad vindkraft kan stärka elförsörjningen, men att den företagsekonomiska lönsamheten för nya investeringar är starkt beroende av flera faktorer. Dessa inkluderar projektspecifika kostnader, såsom kalkylränta och avstånd till nätanslutning, samt utvecklingen av elanvändningen och andra omvärldsfaktorer.

4.5.3 Känslighetsanalyser avseende kärnkraft och balansen mellan utbud och efterfrågan

Profu har på Elmarknadsutredningens uppdrag också genomfört känslighetsanalyser för att belysa betydelsen för modellresultaten av ny kärnkraft och av att efterfrågan och utbud går i takt. Modellberäkningarna visar att en utbyggnad som inte sker i takt med efterfrågeökningen innebär en betydande risk för både producenter och elanvändare.

Ett scenario med hög elanvändning utan kärnkraft

I HÖGEL-scenariot byggs ny kärnkraft ut efter 2035 och producerar cirka 25 TWh år 2045, vilket motsvarar drygt 3 GW installerad effekt. För att analysera effekten på elpriser och intjäningsförmåga studeras ett scenario med hög elanvändning utan ny kärnkraft. I denna scenariovariant investeras enligt modellen i stället i andra kraftslag, framför allt havsbaserad vindkraft, och det sker även förändringar i investeringsmönstren i grannländerna.

Ett elsystem utan ny kärnkraft (men med befintlig kärnkraft kvar i drift) har ett årsmedelelpris som är 5–10 EUR/MWh[22] högre än ett system med kärnkraft, beroende på elområde. Det beror på att dyrare kraftslag kommer att behöva ersätta frånvaron av ny kärnkraft givet de kostnadsantaganden som görs. Det bör dock nämnas att känsligheten är stor och att en ökad investeringskostnad på cirka 20 procent[23] för ny kärnkraft jämfört med grundantagandet leder till att ny kärnkraft inte blir lönsam i modellberäkningarna.

Intjäningsförmågan ökar för samtliga kraftslag i scenariovarianten utan kärnkraft eftersom elpriserna generellt då blir något högre.

Ett scenario med obalanserad elmarknadsutveckling

I denna känslighetsanalys undersöks effekterna av en obalanserad elmarknadsutveckling där utbyggnaden av elproduktion och efterfrågan går i otakt. I scenariot med överdimensionerad elproduktion i förhållande till elanvändningen byggs elproduktionen ut enligt HÖGEL-scenariot, medan efterfrågan motsvarar LÅGEL, vilket leder till en kraftig överkapacitet och potentiella risker för kraftproducenter och staten avseende bristande lönsamhet och höga subventionskostnader. I det motsatta scenariot, med en kraftig underdimensionerad elproduktion, är elproduktionen för liten i förhållande till efterfrågan, vilket skapar risker för elanvändarna i form av höga elkostnader. I båda fallen (”för låga” respektive ”för höga” elpriser) bör elpriserna ge incitament för marknadsaktörerna att på sikt återställa balansen mellan utbud och efterfrågan om marknaden får verka

[22] Motsvarar 5–10 öre/kWh givet en växelkurs på 10 kronor/euro.
[23] Från knappt 60 000 till cirka 70 000 kronor per installerad kilowatt i 2021 års penningvärde.

fritt, särskilt som skillnaderna mellan HÖGEL- och LÅGEL-scenariot är så stora.

Effekter på intjäning och lönsamhet

En kapacitetsutbyggnad enligt HÖGEL-scenariot, kombinerat med en efterfrågeutveckling enligt LÅGEL-scenariot, resulterar i en överdimensionerad elproduktion. Detta leder till genomgående låga elpriser och en kraftigt försämrad lönsamhet för elproducenterna. Detta försvagar incitamenten till nyinvesteringar i elproduktion utan stödsystem eller alternativa intäktskällor. En högre efterfrågeutveckling i förhållande till LÅGEL-scenariot hade mildrat denna negativa effekt.

En kapacitetsutbyggnad enligt LÅGEL-scenariot, i kombination med en efterfrågeutveckling enligt HÖGEL-scenariot, resulterar i en underdimensionerad elproduktion och avsevärt högre elpriser. För 2035 ligger lönsamhetsindikatorn för samtliga kraftslagsgrupper över 100 procent givet 6 procent kalkylränta, vilket är gynnsamt för producenterna men utmanande för elanvändarna, då årsmedelelpriset blir 80 procent högre än i LÅGEL-scenariot med en mer balanserad elmarknadsutveckling.

4.5.4 Avslutande slutsatser

Energiomställningen är en gemensam angelägenhet för hela Nordeuropa och kräver enligt modellresultaten omfattande investeringar, främst i ny väderberoende elproduktion. Dessa investeringar leder till högre elpriser som återspeglar de antagna teknikkostnaderna. Som en följd av detta är skillnaderna i elpris i Sverige mellan scenarierna år 2045 relativt små med ett elpris på cirka 70 euro/MWh. Detta kan tolkas som att höga elpriser i Sverige år 2045 är svåra att undvika, förutsatt att energiomställningen i Sverige och övriga Europa fortskrider enligt plan.

Modellanalysen bekräftar att en omfattande elektrifiering av svensk industri och transport kräver stora investeringar i elproduktion och överföringskapacitet. Modellresultaten indikerar att landbaserad vindkraft förväntas stå för den största ökningen av elproduktionen fram till 2035. Efter den tidpunkten kommer investeringar i havsbaserad vindkraft, kärnkraft och solel att vara viktiga i ett scenario

med hög elanvändning i linje med regeringens bedömning om minst 300 TWh till 2045.

Utbyggnaden av landbaserad vindkraft kräver både samhällelig acceptans och förstärkningar av elnäten. Konkurrensen om markanvändning förväntas öka, särskilt i SE1, där den installerade kapaciteten för vindkraft beräknas nå 20 GW år 2045. Detta motsvarar sex gånger mer än vad Energimyndigheten tidigare bedömt som utbyggnadsbehov (Energimyndigheten, ER 2021:02). Utöver detta inkluderas även havsbaserad vindkraft och kärnkraft i SE1.

Om utbyggnaden av någon av dessa energikällor begränsas, kan elpriset i SE1 stiga kraftigt, särskilt med en efterfrågeökning från dagens cirka 11 TWh till 100 TWh år 2045. Denna utmaning gäller även övriga elområden, men den största relativa förändringen sker i SE1. Dessutom förväntas elpriserna bli högst i SE1 på sikt, dels på grund av efterfrågeökningen, dels till följd av sammanlänkningen med Finland, som fortsätter att vara ett underskottsområde vilket ytterligare bidrar till ökade priser i SE1.

SE4 beräknas vara ett lågprisområde i ett scenario med hög elanvändning 2045. Det beror på att det tillkommer mer elproduktion än efterfrågan, främst genom investeringar i havsbaserad och landbaserad vindkraft. Dessutom jämnas priserna ut mellan Sveriges elområden till följd av ökad efterfrågan i SE1 och förstärkningar av överföringskapaciteten mellan SE2 och SE3. En viktig faktor är också den omfattande utbyggnaden av förnybar elproduktion i Tyskland, vilket leder till låga elpriser under sommarhalvåret som sprids till SE4.

Den omfattande elektrifieringen kräver stora investeringar i elektrisk effekt med hög tillgänglighet för att hantera perioder med låg tillgång på väderberoende elproduktion. För effektbalansering på kort sikt (inom ett dygn) bidrar batterier, efterfrågeflexibilitet och gasturbiner, tillsammans med reglerbara kraftslag som vattenkraft, kärnkraft och kraftvärme. För effektbalansering på längre sikt (dygn till veckor) används främst vattenkraft och andra reglerbara energikällor. Efter 2035 kan även vätgaslager spela en roll, även om osäkerheten kring dem är stor. Import och export av el hjälper också till med effektbalansering på olika tidsskalor.

4.6 Utredningens överväganden

Detta avsnitt inleds med utredningens överväganden kring möjliga åtgärder för att stärka likviditeten i handeln med börslistade kontrakt samt främja utvecklingen av marknaden för långsiktiga elköpsavtal. Därefter presenteras våra bedömningar avseende statlig riskdelning genom dubbelriktade differenskontrakt och dess potentiella roll på framtidens elmarknad.

4.6.1 Möjliga svenska åtgärder för att stärka den finansiella elmarknadens funktionssätt

Bedömning: Svenska kraftnäts auktionering av prisområdeskontrakt (EPAD), som marknadsaktörer kan använda för att hantera prisskillnader mellan elområden, är en marknadsvårdande åtgärd som bör fortsätta tills vidare. Svenska kraftnät bör kontinuerligt utvärdera hur exempelvis införandet av en flödesbaserad kapacitetsberäkningsmetod och eventuella förändringar av elområdesgränser påverkar behovet av marknadsvårdande åtgärder. Marknadsvårdande åtgärder bör utformas på ett sätt som bedöms ändamålsenligt för att säkerställa konkurrensneutralitet och motverka snedvridning mellan olika handels- och clearingplattformar som tillhandahåller prissäkringsprodukter.

Sverige bör skapa beredskap för att införa en statlig kreditgaranti, liknande den som beslutades i samband med energikrisen 2022, för att stärka den finansiella elmarknadens motståndskraft i krissituationer.

Sveriges hållning bör vara att standardiserade avtal för långsiktiga elköpsavtal inom EU inte ska införas.

Prissäkringsmarknaden avseende standardiserade (börslistade) prissäkringskontrakt fungerar allt sämre, vilket avspeglas i en minskad likviditet. Detta gör det svårare och dyrare för aktörer att hantera sin elprisrisk. Omsättningen av clearade nordiska kontrakt har minskat över tid, och de tillgängliga prissäkringsinstrumenten har blivit mindre ändamålsenliga på grund av en ökad prisvolatilitet och ökade prisskillnader mellan elområden. Samtidigt är säkerhetskraven vid clearing höga, vilket ökar kostnaderna för dem som vill hantera

motpartsrisk. Dessutom är konkurrensen begränsad när det gäller bankgarantier, vilket ytterligare kan bidra till ökade kostnader för att hantera motpartsrisk – om sådana bankgarantier ens är tillgängliga. Denna utveckling har sannolikt bidragit till en ökande handel i bilaterala prissäkringskontrakt som inte rapporteras för clearing. Utredningen har identifierat fyra potentiella områden som kan förbättra den finansiella elmarknadens funktionssätt. De redogörs för i mer detalj nedan.

Auktionering av EPAD-kontrakt

På en marknad där efterfrågan på prissäkring är lika stor från både producenter och elanvändare kan kontraktspriserna förväntas ligga i linje med det förväntade elpriset under kontraktsperioden, utan varken en positiv eller en negativ riskpremie. I en sådan marknad kan spekulativa handlare öka likviditeten och vara ett viktigt smörjmedel för marknaden. En spekulativ handlare köper när denne tror att priserna ska gå upp och säljer när denne tror att priserna ska gå ned.

En marknad med mycket större efterfrågan på prissäkring från elanvändare än från elproducenter innebär att en positiv riskpremie kan förväntas (högre kontraktspris än det elpris som förväntas under den period kontraktet avser). Kortsiktig spekulation är utmanande i en sådan marknad. Det finns goda möjligheter att sälja ett kontrakt eftersom det är större efterfrågan från elanvändare men mycket svårare att stänga positionen genom ett köp eftersom det är lägre efterfrågan på prissäkring från producenter. En spekulativ handlare har främst möjligheten att ta selektiva, långsiktiga positioner när riskpremien för ett kontrakt bedöms vara tillräckligt hög. För att utnyttja detta måste handlaren även ha tillräckligt kapital för att kunna behålla kontraktet fram till den period det avser.

Motsvarande problematik föreligger i en marknad med mycket större efterfrågan från producenter än från elanvändare. En negativ riskpremie kan förväntas i en sådan marknad (lägre kontraktspris än det elpris som förväntas under den period som kontraktet avser).

I Sverige sker det mycket större produktion än förbrukning i SE1 och SE2 och mycket större förbrukning än produktion i SE4. De strukturella obalanserna mellan elproducenter och elanvändare i

dessa marknader skapar de problem för EPAD-handeln som beskrivits ovan.

Svenska kraftnät påbörjade i februari 2023 auktionering av EPAD-kontrakt som ett pilotprojekt. Projektets syfte är att testa om en systemansvarig för överföringssystemet kan förbättra marknadsaktörernas prissäkringsmöjligheter på ett bättre sätt än genom att auktionera ut långsiktiga transmissionsrätter vilket har varit huvudalternativet enligt artikel 30.1 i FCA.

Under 2023 och 2024 har Svenska kraftnät genomfört auktionerar av EPAD-kontrakt vid 22 tillfällen per år. Svenska kraftnät har dels köpt EPAD-kontrakt i SE2 och sålt motsvarande kontrakt i SE3, dels köpt EPAD-kontrakt i SE3 och sålt motsvarande kontrakt i SE4. Volymerna köp har matchats mot volymerna sälj så Svenska kraftnäts finansiella risk efter en auktion har varit att prisskillnaden mellan SE2 och SE4 ökar i förhållande till kontraktspriserna. Denna risk motverkas dock av att flaskhalsintäkterna ökar vid en ökad prisskillnad mellan SE2 och SE4.

Auktionerna innebar att den strukturella obalansen mellan elproducenter och elanvändare utjämnas. De gav nya möjligheter för elanvändarna i SE4 att köpa EPAD-kontrakt och för elproducenterna i SE2 att sälja EPAD-kontrakt. Även producenterna i SE1 kunde prissäkra sig genom att sälja EPAD-kontrakt avseende SE2 eftersom det historiskt har varit en god korrelation mellan priserna i SE1 och SE2. Spekulativa handlare fick nya möjligheter för kortsiktig handel i SE2 och SE4. De kunde sälja SE2 i auktionen och sedan köpa i marknaden eller köpa i SE4 i auktionen och sedan sälja i marknaden.

Svenska kraftnäts uppföljning av EPAD-auktionerna 2023 visar att antalet deltagare per auktionstillfälle varierade mellan 16 och 26 (Svenska kraftnät, 2024/1497). En genomförd enkätundersökning visar på en positiv respons från auktionsdeltagarna. Den totala omsättningen (auktioner, börshandel och clearad bilateral handel) ökade med 68 procent från 2022 till 2023 i EPAD-kontrakt avseende SE2, SE3 och SE4.

Omsättningsökningen indikerar att en del av omsättningen i auktionerna avsåg öppnande eller stängning av handelspositioner. I så fall har auktionerna inte bara förbättrat möjligheterna till prissäkring, utan även ökat likviditeten genom att attrahera spekulativa handlare till den kontinuerliga börshandeln.

Svenska kraftnät har beslutat att fortsätta att genomföra auktionerna tills vidare efter att pilotprojektet avslutades vid årsskiftet 2024. Med tanke på de positiva resultaten från de genomförda auktionerna är det angeläget att åtgärden fortsätter för att stärka den finansiella elmarknadens funktion. Auktionerna visar på en framkomlig väg att förbättra möjligheterna till områdesprissäkring trots de strukturella obalanser som råder i SE1, SE2 och SE4. Att en systemansvarig för överföringssystemet auktionerar EPAD-kontrakt är en innovativ lösning som kan ha relevans även för andra medlemsländer inom EU med liknande utmaningar.

Det är dock viktigt att Svenska kraftnät regelbundet utvärderar och justerar volymen av auktionerade EPAD-kontrakt för att säkerställa att auktionerna fungerar som ett stöd till marknaden, utan att påverka elmarknaden mer än nödvändigt. Elmarknaden utvecklas kontinuerligt, och ett exempel på detta är den flödesbaserade kapacitetsberäkningsmetod som infördes i Norden den 29 oktober 2024 för att beräkna och allokera kapacitet på dagen före-marknaden. Denna förändring har medfört ökade prisskillnader mellan SE1 och SE2. Mot denna bakgrund bör Svenska kraftnät utvärdera om det är motiverat att även inkludera SE1 i auktioneringen av EPAD-kontrakt. Den pågående översynen av elområdesindelningen på europeisk nivå, som förväntas publiceras under våren 2025, kan också få betydelse för vilka åtgärder som är mest ändamålsenliga för att stärka den finansiella elmarknadens funktion.

Metod för att beräkna referenspriset för nordiska kontrakt

Referenspris i prissäkringskontrakt är det prisindex eller marknadspris som används för att fastställa värdet på kontraktet vid avräkning. När Nord Pool startade 1993 som en elbörs för Norge var landet redan indelat i olika elområden. Prissäkringar kunde avtalas bilateralt genom kontrakt som kopplade till någon leveranspunkt i elnätet men skapandet av en finansiell marknad förutsatte att likviditeten samlades i kontrakt avseende hela Norge.

Redan från den finansiella marknadens början utgjordes kontraktens referenspris av det norska systempriset, definierat som det spotpris som skulle gällt om det inte funnits några överföringsbegränsningar i Norge. När Sverige kom med i elbörsområdet 1996 ändrades

systemprisberäkningen till att också innefatta Sverige. Även Finland innefattades i systemprisberäkningen när Finland kom med 1998.

När Danmark anslöt sig till elbörsområdet år 2000 inkluderades dock inte danska elpriser omedelbart i systempriset. Flera stora aktörer varnade för att marknadens öppna positioner hade blivit så stora att en direkt förändring avseende referenspriset för befintliga kontrakt riskerade att resultera i stora förmögenhetsomfördelningar mellan köpare och säljare. Några aktörer förklarade att de inte accepterade en förändrad beräkning av systempriset och att de skulle stämma Nord Pool ifall det skulle visa sig att de förlorade på förändringen.

Lösningen blev till slut att inkludera danska elpriser vid beräkningen av systempriset men att denna förändring skulle genomföras först från och med 2006 eftersom det fanns kontrakt med öppna positioner fram till detta år. Denna lösning innebar att marknadens aktörer visste hur referenspriset skulle beräknas när de senare började handla finansiella kontrakt avseende 2006.

Det har vid olika tillfällen framförts att det virtuella systempriset bör ersättas av ett index som är ett vägt genomsnitt av de olika områdespriserna. Det är också något som lyftes av enskilda tjänstepersoner på EU-kommissionens generaldirektorat för energi när representanter från utredningen besökte Bryssel i november 2024. Det har funnits olika idéer om vilka volymdata som ska ligga till grund för viktningen vid indexberäkningen. Ska viktningen exempelvis avse volymdata för produktion, elförbrukning eller ett genomsnitt av produktion och förbrukning? Det har också framförts olika idéer om indexet ska ha fasta vikter och i så fall hur länge de ska gälla eller om vikterna ska förändras dynamiskt varje timme eller varje år utifrån ändrade volymdata.

Huvudargumentet för att använda ett index är att det beräknade referenspriset får en tydligare koppling till det genomsnittliga elpris som aktörerna möter på marknaden. Ett sådant index kan därmed potentiellt erbjuda en mer effektiv och ändamålsenlig prissäkring jämfört med ett virtuellt systempris utan överföringsbegränsningar. Det anförs att vid den nuvarande systemprisberäkningen kan aktörer i ett lågprisområde påverka systempriset om de lägger fiktiva bud i det intervall de förväntar mellan områdespriset och systempriset. Motsvarande gäller i ett högprisområde att systempriset kan flyttas

om fiktiva bud läggs i intervallet mellan förväntat systempris och förväntat områdespris.

Förespråkare för den nuvarande systemprisberäkningen framhåller i stället att budkurvorna i vissa elområden ibland har mycket låg priskänslighet (dvs. är oelastiska) i ansträngda effektsituationer. En aktör kan då genom en liten volymförändring i sitt bud inte bara åstadkomma en stor förändring av sitt områdespris utan också en märkbar förändring i det index som beräknas. De menar att systempriset är mer robust eftersom det krävs stora volymförändringar för att få en märkbar förändring av systempriset medan det i vissa situationer kan krävas endast några få MW för att förändra ett index. Ett annat argument som framförs för nuvarande systempris är det visar på visionen av en marknad utan överföringsbegränsningar.

Sammanfattningsvis finns det ingen enskild metod för att beräkna referenspriset som fullt ut kan anpassas till en marknad med flera områdespriser. De nordiska ländernas myndigheter har tidigare inte i någon högre grad engagerat sig i hur referenspriset ska beräknas utan det har varit en fråga för börsen och dess aktörer. Utredningen bedömer att detta är en inställning som Sverige bör fortsätta att tillämpa.

Däremot finns det skäl för svenska myndigheter att bevaka att eventuella ändringar inte genomförs snabbt med tanke på de stora förmögenhetsöverföringar som då kan uppstå mellan dem som har öppna positioner i befintliga kontrakt. Övergångstiden mellan ett beslut och ett genomförande av en ändring bör vara så lång att det referenspris som gäller för kontrakt med befintliga öppna positioner inte påverkas.

Statliga riskavlyft

Fram till 2008 organiserades den nordiska elbörsen av Nord Pool ASA, som indirekt ägdes av norska och svenska staten genom Statnett och Svenska kraftnät. Det fanns inget formellt statligt åtagande att täcka eventuella ekonomiska förluster i Nord Pool. Det är dock möjligt att marknadsaktörer uppfattade att det förelåg en underförstådd statlig garanti, vilket kan ha bidragit till att motpartsrisk gentemot Nord Pool Clearing inte upplevdes som ett reellt problem.

Efter 2008 har den svenska staten inte haft något direkt eller indirekt ägande i den finansiella elbörsen eller clearinghuset. Staten har inte heller något explicit ansvar för motpartsrisker inom den finansiella elmarknaden.

Dock fungerar Riksgälden som sista instans i det svenska finansiella säkerhetssystemet, i enlighet med lag (2015:1017) om förebyggande statligt stöd till kreditinstitut och om hantering av banker i kris. Denna lag reglerar hur staten kan ingripa för att upprätthålla den finansiella stabiliteten vid systemhotande kriser inom finanssektorn.

Även om lagstiftningen primärt avser banker och kreditinstitut, kan dess principer ha indirekt betydelse för den bredare finansiella infrastrukturen, inklusive aktörer inom clearing och elhandel, i situationer där systemrisker bedöms föreligga.

Frågan om statsgarantier för aktörers säkerhetsställande aktualiserades särskilt under sommaren 2022 när elpriserna ökade och det rådde extrem volatilitet (se avsnitt 4.2.2). Nasdaq Clearings krav på säkerheter från aktörerna ökade från totalt 70 miljarder kronor i juni 2022 till 180 miljarder kronor i slutet av augusti samma år.

Finansiella stabilitetsrådet (finansmarknadsministern och cheferna för Riksbanken, Finansinspektionen och Riksgälden) hade den 4 september 2022 ett extrainsatt möte och konstaterade att kraven på att ställa säkerheter låg på exceptionella nivåer. Det var främst elproducenters prissäkringar som fått allt högre krav på säkerheter. Likviditetsbrist bedömdes kunna medföra att ännu högre säkerhetskrav inte var möjliga att ställa trots att företagen var solventa. I så fall skulle clearinghuset tvingas ta över ett företags exponeringar och söka stänga dessa. I den rådande marknadssituationen var det risk för stora förluster som i förlängningen skulle kunna riskera stabiliteten hos clearinghuset och sprida problem till övriga delar av det finansiella systemet. Rådet förordade därför statliga kreditgarantier för lån till främst elproducenter.

Dagen därpå beslutade Finansutskottet att som ett utskottsinitiativ föreslå Riksdagen att bemyndiga regeringen att under 2022 och 2023 ställa ut kreditgarantier om sammanlagt högst 250 miljarder kronor för lån till i första hand elproducenter (Finansdepartementet, 2021/22:FiU51). Förslaget bedömdes vara förenligt med EU:s regler om statligt stöd. Senare samma dag beslutade Riksdagen i enlighet med utskottets förslag.

Direkt efter riksdagsbeslutet uppdrog regeringen till Riksgälden att ställa ut kreditgarantier (Finansdepartementet, Fi2022/02539). Bland villkoren fanns en marknadsmässig avgift för kreditgarantin och att kreditgaranti bara får beviljas om annan liknande kreditfacilitet inte bedöms vara praktiskt möjlig, till exempel i fråga om belopp eller med beaktande av tid.

Riksgäldens möjlighet att ställa ut kreditgarantier lugnade ned oron på marknaden och inget företag behövde ansöka om kreditgaranti från Riksgälden. En möjlig förklaring är att elproducenter som ville ansöka om en kreditgaranti var tvungna att avstå från att besluta om nya bonusar, andra former av rörlig ersättning till ledande befattningshavare eller vinstutdelning under lånets löptid.

En ny liknande situation kan inte uteslutas. Vissa störningar på elmarknaden kan leda till liknande eller högre prisnivåer och extrem volatilitet. Än allvarligare är vilka effekter den geopolitiska situationen kan komma att få. Det är avgörande att Sverige vidtar åtgärder för att stärka samhällets motståndskraft i krissituationer, särskilt inom det finansiella systemet och elförsörjningen. Riksdagens beslut om statliga kreditgarantier gällde endast för 2022 och 2023 och har därefter upphört. För att hantera framtida osäkerheter är det viktigt att skapa beredskap för att kunna införa statliga kreditgarantier vid behov. En permanent garanti är dock inte nödvändig, utan garantins utformning bör vara flexibel och anpassas efter rådande förutsättningar.

Statliga kreditgarantier enligt ovan ersätter inte aktörernas ansvar på den finansiella marknaden utan syftar endast till att bevara stabiliteten i extrema situationer. Staten har hittills inte tagit någon aktiv roll i normala marknadssituationer. Denna princip har fungerat väl och bör tillämpas även framgent. Statens roll på den finansiella marknaden bör i övrigt vara inriktad på regelverk och tillsyn som främjar en välfungerande marknad.

Långsiktiga elköpsavtal

Långsiktiga elköpsavtal kräver normalt omfattande förhandlingar som involverar såväl juridiska som affärsmässiga rådgivare. Detta medför att ett elköpsavtal ofta medför en stor initial kostnad.

EU:s reviderade elmarknadsförordning föreskriver bland annat att ACER ska utvärdera behovet av att utveckla standardiserade kontrakt för långsiktiga elköpsavtal. Förordningen anger vidare att EU-kommissionen ska utvärdera potentialen för en eller flera EU-marknadsplattformar. Visionen är att det ska bli enklare och billigare för aktörerna att ingå långsiktiga elköpsavtal. ACER samlade en expertgrupp och genomförde en konsultation som erhöll 70 svar. ACER konstaterade att det är en begränsad efterfrågan på att ACER ska utveckla standardiserade avtal. Respondenterna betonar behovet av flexibilitet för att kunna skräddarsy avtal som passar parternas specifika behov och riskprofiler.

Däremot framfördes i svaren behovet av kunskapsutbyte i workshops där gemensamma utmaningar kan diskuteras och möjliga lösningar kan utvecklas. Sådana utmaningar är hur säkerhetskrav, negativa priser, profiler med mera ska hanteras i avtalen. ACER:s slutsats var att det i nuläget inte fanns anledning att söka utveckla standardiserade avtal utan att i stället undersöka strukturella hinder för elköpsavtal och diskutera dessa i workshops. ACER kommer att göra en årlig utvärdering av marknaden för långsiktiga elköpsavtal. ACER redovisade oktober 2024 sitt uppdrag (ACER, 2024).

Utredningen instämmer med ACER:s slutsats. Långsiktiga elköpsavtal behöver i nuläget skräddarsys utifrån parternas olika behov och deras värdering av olika risker. Marknaden diskuterar nu och omvärderar till viss del olika centrala frågeställningar kring riskhanteringen i långsiktiga elköpsavtal. Det är angeläget att marknadsaktörerna successivt får möjlighet att utveckla nya lösningar innan standardisering genom detaljreglering övervägs. Inkomna synpunkter från marknadsaktörer tyder på att en transparent och likvid finansiell elmarknad kan fungera som en värdefull referenspunkt vid förhandlingar om bilaterala avtal.

Europeiska kommissionen har, i samarbete med Europeiska investeringsbanken (EIB), lanserat ett pilotprogram för att hantera motpartsrisker i samband med långsiktiga elköpsavtal. Programmet omfattar ett indikativt belopp om 500 miljoner euro och syftar till att underlätta för företag att ingå sådana avtal genom att minska de finansiella riskerna. Denna satsning är en del av kommissionens strategi för att främja investeringar i förnybar energi och stärka energimarknadens stabilitet (EU-kommissionen, COM(2025)79).

4.6.2 Statligt prisstöd genom dubbelriktade differenskontrakt

Bedömning: För att göra det möjligt att nå klimatmålen och tillgodose det svenska näringslivets behov av el på konkurrenskraftiga villkor krävs en omfattande elektrifiering. Det är osäkert om marknaden på egen hand kommer att få till stånd den mångfald och volym av investeringar i elproduktion som krävs på rätt plats och vid rätt tidpunkt. Statlig riskdelning genom dubbelriktade differenskontrakt för investeringar i ny fossilfri elproduktion kan därför vara motiverad, men kräver noggranna överväganden.

Införandet av dubbelriktade differenskontrakt för investeringar i fossilfri elproduktion i Sverige har ett antal för- och nackdelar. Diskussionen i detta avsnitt är principiell. Vilka för- och nackdelar som uppstår i det enskilda fallet är avhängigt hur stora energivolymer det statliga prisstödet omfattar, liksom kontraktsutformningen och metoden för hur intäktsgarantin bestäms.

Fördelar

Differenskontrakt är ett politiskt styrmedel som under vissa förhållanden skulle kunna ge Sverige en stabil och förutsägbar utbyggnad av fossilfri elproduktion, minska elanvändarnas exponering mot volatila elpriser, stödja elektrifieringen och komplettera marknadens prissignaler.

Minskar investeringsrisken och främjar ny elproduktion

- Den som investerar i ett visst kraftslag garanteras en viss intäkt oavsett marknadspris, vilket gör det enklare och billigare att finansiera nya projekt.
- Ett differenskontrakt kan därigenom påskynda utbyggnaden av fossilfri elproduktion, vilket är avgörande för elektrifiering av industrin och transportsektorn.
- Differenskontrakt som tilldelats genom en konkurrensutsatt process har historiskt bidragit till att säkerställa en snabb utbyggnad av havsbaserad vindkraft i exempelvis Storbritannien vilket

lett till reducerade produktionskostnader över tid (Khodadadi & Poudineh, 2024).

Utredningen gör bedömningen att kapitalintensiva produktionsanläggningar med lång ekonomisk livslängd och långa ledtider innan driftsättning har särskilt svårt att erhålla finansiering till konkurrenskraftiga villkor på den finansiella elmarknaden. Den höga initiala investeringskostnaden och den långa återbetalningstiden skapar en förhöjd riskprofil, vilket gör det svårare att säkra stabila intäktsströmmar över anläggningens livscykel.

Denna utmaning förstärks av de genuint stora osäkerheter som omgärdar den politiskt drivna energiomställningen. Vägen mot en potentiell elanvändning om minst 300 TWh år 2045 präglas av betydande osäkerhet, både vad gäller framtida elförbrukning och marknadsutvecklingen. Dessa osäkerheter gör det svårare att bedöma elprisets långsiktiga utveckling, vilket i sin tur påverkar investeringsviljan och möjligheten att säkra långsiktig finansiering.

Den finansiella elmarknadens nuvarande struktur erbjuder främst prissäkringsmöjligheter för kortare tidsperioder, vilket innebär att långsiktiga investeringar i exempelvis ny kärnkraft, vattenkraft och viss storskalig vindkraft ofta saknar tillgång till stabila intäktsströmmar under den tidshorisont som krävs för att säkra finansiering. Som en konsekvens blir dessa investeringar mer beroende av statliga garantier, långsiktiga elköpsavtal eller andra mekanismer för att möjliggöra finansiering till rimliga villkor.

Potentiellt stabilare elkostnader för elanvändare

- Eftersom staten både betalar ut ersättning vid låga marknadspriser och får tillbaka pengar vid höga elpriser, kan elkostnaderna för slutanvändare (primärt skattebetalarna) bli mer förutsägbara.
- Effekten för enskilda aktörer beror dock på hur finansieringskostnaden för prisstödet fördelas mellan olika kategorier av elanvändare och hur stora energivolymer som omfattas.

Jämfört med Kontinentaleuropa har Sverige konkurrenskraftiga elpriser. Detta tar sig bland annat uttryck i en stor nettoexport av el på årsbasis. Detta är en effekt av att elpriset på den nordiska

marknaden har en förhållandevis svag koppling till kostnaden för fossilbaserade kraftkällor som ofta är prissättande i kontinentala Europa. Värt att notera är att det primärt är södra Sverige som periodvis har drabbats av höga elpriser historiskt, medan de norra delarna i mycket liten utsträckning är exponerade mot elpriserna i kontinentala Europa. Baserat på rådande terminspriser och resultaten från scenarioanalyserna i avsnitt 4.5 ser denna utveckling ut att bestå under en överskådlig framtid. Således bör risken för extraordinära vinster hos innehavare av differenskontrakt vara begränsad.

Differenskontrakt i Sverige bör därmed primärt utgöra ett verktyg för att stimulera investeringar i kraftslag som av beslutsfattarna bedöms vara önskvärda i elsystemet men som inte är lönsamma på marknadsmässiga grunder. Några större ekonomiska överskott som staten kan omfördela till elkonsumenter under perioder med höga elpriser kan knappast väntas uppstå.

Attraktivare villkor för industrietableringar och elektrifiering

- En utbyggnation av ny fossilfri elproduktion främjar fortsatt svensk konkurrenskraft genom låga elpriser. Detta är gynnsamt för investeringsbeslut gällande elektrifiering av befintliga industriprocesser och lokaliseringen av ny elkrävande industri.
- Effekten förstärks om exempelvis elintensiv industri eller andra kategorier av elanvändare undantas från att finansiera prisstödet.

För att stärka Sveriges konkurrenskraft och attrahera nya industrietableringar samt elektrifiera befintliga industriprocesser krävs en snabb utbyggnad av fossilfri elproduktion. Genom att säkerställa låga och stabila elpriser skapas gynnsamma förutsättningar för investeringar i både elektrifiering av befintlig industri och lokalisering av ny elintensiv verksamhet.

Effekten kan förstärkas ytterligare om elintensiv industri eller andra kategorier av elanvändare undantas från att finansiera prisstödet, vilket skulle bevara deras internationella konkurrenskraft och stimulera investeringar i Sverige.

Kompletterade prissignaler på grund av ofullständiga marknader

- Effektiva prissignaler är ett ideal som nästan aldrig kommer att vara uppfyllt i verkligheten. Det föreligger alltid marknadsmisslyckanden i varierande grad.
- Den grundläggande frågan är om marknadsmisslyckandet är tillräckligt stort för att motivera ett statligt ingripande, se kapitel 6 för en analys av hur systemnyttor kan värderas.

Elsystemet är komplext och kännetecknas av att många aktörer måste samverka för att säkerställa en trygg och effektiv elförsörjning för dagens och morgondagens behov. Elmarknaden fungerar som en samordnande funktion genom att *effektiva prissignaler* styr produktion, konsumtion och investeringar. Effektiva prissignaler förutsätter bland annat *fullständiga marknader* där de nyttor och kostnader som elproduktion ger upphov till över tid och rum är prissatta (se kapitel 6). Det förutsätter också att marknadsaktörerna har möjlighet till effektiv riskhantering på den finansiella elmarknaden. Även om fullständiga marknader är eftersträvansvärda kommer det i praktiken alltid att förekomma *marknadsmisslyckanden* i varierande grad.

Dessa kan, som tidigare nämnts, utgöras av bredare nyttor eller kostnader (för elsystemet eller samhället i stort) från elproduktionsanläggningar som marknaden inte kompenserar. Lärandeeffekter[24] är ett exempel på en bredare nytta som brukar anföras för att motivera statlig riskdelning för ny elproduktion. Vidare har en trygg elförsörjning inslag av en kollektiv nyttighet och aktörerna på en energibaserad elmarknad tenderar att underskatta behovet av reservkapacitet, vilket kan medföra att effektbrist uppstår i elmarknaden. Asymmetrisk information och svårigheter för aktörer att förutse marknadsvärdet av långsiktiga investeringar leder till investeringsrisker och kortsiktig planering. Slutligen är elnätet ett naturligt (och legalt) monopol eftersom parallella nät inte bedöms vara samhällsekonomiskt effektiva. Bristen på konkurrens riskerar att leda till höga nätavgifter och ineffektivitet. Därför krävs en balans mellan marknadsbaserade incitament och statliga regleringar för att säkerställa en trygg och effektiv elförsörjning.

[24] Lärandeeffekter inom elproduktion innebär att teknisk utveckling, erfarenhet och innovation leder till ökad effektivitet och minskade kostnader över tid. Dessa effekter uppstår genom praktisk tillämpning, forskning och storskalig implementering av elproduktionsteknologier.

En fråga som denna utredning har att ta ställning till är därför inte om marknadsmisslyckanden förekommer, utan om de är tillräckligt stora för att motivera ett statligt ingripande. En mindre väl fungerande finansiell marknad anförs ibland som argument för statlig riskdelning genom differenskontrakt. I promemorian ”Finansiering och riskdelning vid investeringar i ny kärnkraft” (Finansdepartementet, 2024) anförs bland annat att den finansiella marknaden för riskhantering av kapitalintensiva och långlivade anläggningstillgångar som kärnkraft är ofullständig vilket driver upp riskpremien och finansieringskostnaden till en nivå som inte är ekonomiskt hållbar. Om det avkastningskrav som privata aktörer kräver är avsevärt högre än den samhällsekonomiska diskonteringsräntan kommer det att leda till färre investeringar än vad som är samhällsekonomiskt effektivt.

Elmarknaden kan också ha andra brister som hämmar dess samordnande funktion. Utöver krav på lönsamhet förutsätts även att investeringar i elproduktionsanläggningar får nödvändiga tillstånd och kan anslutas till elnätet. Ett skäl till att tillståndsprocesser drar ut på tiden kan vara bristande samordning mellan olika samhällsintressen såsom kommuner, försvar, sjöfart, miljö och allmänhet avseende hur marken ska användas. Miljötillståndsutredningen (SOU 2024:98), som presenterades i januari 2025, identifierar liknande problem med dagens tillståndsprocesser, och föreslår bland annat inrättandet av en ny miljöprövningsmyndighet och en samlad reglering avseende miljöprövning. Differenskontrakt kan, beroende på utformning, i det här sammanhanget vara ett kompletterande verktyg för att stärka statens roll i samordningen av nätplanering, elproduktion och samhällsintressen generellt.

Nackdelar

Differenskontrakt har en rad nackdelar. Flera nackdelar går dock att mildra med en genomtänkt systemdesign. I det följande redogörs för hur detta skulle kunna ske.

Differenskontrakt kan leda till högre produktionskostnader för staten och skattebetalarna

- Om elpriset sjunker under den garanterade nivån måste staten betala potentiellt stora summor till elproducenterna, vilket kan belasta statsbudgeten och i sista hand skattebetalarna.
- Om utnyttjandet av differenskontrakt leder till investeringar i elproduktion som saknar avsättning kan skattebetalarna i slutändan tvingas subventionera olönsamma projekt, vilket leder till högre elproduktionskostnader än om marknaden hade fått verka fritt. Om överkapaciteten exporteras så innebär det att svenska skattebetalare subventionerar elanvändare i andra länder (se mer om läckage av nyttor nedan).
- Ett prisstöd tränger undan ny- och reinvesteringar i kraftslag som inte omfattas av stöd. Detta kan leda till en negativ spiral där fler kraftslag kräver stöd, vilket ytterligare försvagar marknadens prissignaler och styr elmarknaden mot ett mer centralplanerat system där den politiska risken har ökat.

Den stora osäkerhet om elanvändningens utveckling som råder är ett återkommande tema från marknadsaktörer. Flera av de aktörer som utredningen har varit i kontakt med menar att denna grundläggande osäkerhet kan motivera en riskdelning med staten. Detta synsätt förutsätter dock att staten har bättre förutsättningar att hantera denna osäkerhet jämfört med marknadsaktörerna själva. Om staten överskattar den framtida elanvändningen finns en risk att prisstödet blir allt för omfattande med produktionsöverskott och låga elpriser och ökat behov av nedreglering av nätskäl som följd. Det medför att staten måste betala potentiellt stora summor till de elproducenter som omfattas av prisstöd, vilket belastar statsbudgeten och i sista hand skattebetalarna eller elkunderna. Innebörden av detta är att skattebetalarna i värsta fall tvingas subventionera olönsamma projekt vilket sammantaget resulterar i högre kostnader för elproduktionen, jämfört med en elmarknad utan statliga ingripanden.

Om prisstödet får en prispåverkande effekt kan det påverka lönsamheten både för potentiella nya investeringar i kraftslag som inte omfattas av stödsystemet och för befintliga anläggningar. Det senare kan leda till beslut om förtida nedläggning eller till att planerade

reinvesteringar i anläggningar inte genomförs. Stödsystemet kan därmed över tid tränga undan investeringar i kraftslag som inte omfattas av prisstöd vilket minskar effektiviteten i den förda politiken.

Om – som ett räkneexempel – ett stödsystem som omfattar investeringar motsvarande 10 TWh per år leder till att 5 TWh ny och befintlig elproduktion trängs undan är nettoeffekten för den förda politiken i praktiken endast 5 TWh tillkommande elproduktion. Därtill kan ett ensidigt stöd till vissa kraftslag, som medför lägre elpriser, leda till att andra kraftslag kräver att få ta del av stödsystemet vilket ytterligare försvagar prissignalen på den konkurrensutsatta elmarknaden. Den yttersta konsekvensen skulle kunna bli att alla investeringar och beslut om att producera el sker på andra grunder än marknadsmässiga villkor. Den minskade prisrisken för enskilda aktörer som innehar differenskontrakt kan därmed ske på bekostnad av en ökad politisk risk för samtliga elproducenter. En elproducent kan sannolikt vilja försäkra sig mot politisk risk genom att investera i kompetens inom reglering, politik och samhälle. Denna kostnad är vanligen förbisedd när statlig riskdelning utvärderas.

Reglerbar elproduktion, såsom vattenkraft med magasin, kraftvärme och gasturbiner, får enligt EU-rätten inte omfattas av differenskontrakt. Till följd av minskande lönsamhet kan dessa kraftslag ändå komma att kräva någon form av statlig riskdelning genom en långsiktig riskdelningsmekanism, exempelvis en marknadsomfattande kapacitetsmekanism, vilket ytterligare försvagar marknadssignalerna (se kapitel 6).

Läckage av nyttor

- Ett prisstöd är alltid i någon mån förenat med en subventionskostnad som sannolikt kommer att finansieras av svenska elkunder, antingen genom elräkningen eller via skattesystemet.
- Den kundnytta, i form av lägre elpriser, som uppstår p.g.a. den ökade elproduktion som ett stödsystem medför, kommer inte bara att komma svenska elanvändare till godo, utan exporteras till elanvändare i angränsande länder.

– Konkurrenskraftiga elpriser baserat på subventioner kan locka utländska aktörer att lokalisera elkrävande anläggningar till Sverige. En fråga i sammanhanget är då vad det är för typ av verksamheter och hur stort förädlingsvärde som stannar i Sverige.

Elmarknaden i Norden är välintegrerad och har dessutom starka kopplingar till resterande Europa. Marknadsförändringar i Sverige får därmed en påverkan på omkringliggande länder och marknader, och vice versa. Ett stödsystem är alltid i någon mån förenat med en subventionskostnad som i Sveriges fall sannolikt kommer att finansieras av svenska elanvändare. Den kundnytta, i form av lägre elpriser, som uppstår p.g.a. den ökade elproduktion som ett stödsystem innebär kommer dock inte bara att komma svenska elanvändare till godo.

På kort sikt kommer den ökade nettoexporten av el från Sverige p.g.a. lägre inhemska elpriser att innebära lägre elpriser och ökad nytta för elanvändare även i angränsande länder, trots att de inte bidrar till finansieringen av stödsystemet. Detta fenomen benämns ibland läckage. På längre sikt är nettoeffekten i utlandet osäker eftersom lägre elpriser över tid tenderar att tränga undan investeringar i ny elproduktion i angränsande länder. Den starkt integrerade elmarknaden påverkar därmed effektiviteten av ett nationellt styrmedel och det är därför viktigt att utvärdera hur nyttor och kostnader av ett stödsystem fördelar sig mellan olika länder. Om möjligt bör ett stödsystem implementeras koordinerat mellan länder så som Sverige och Norge så småningom gjorde med elcertifikatssystemet för förnybara energikällor så att kostnaderna kan fördelas proportionerligt mot nyttorna mellan de deltagande länderna.

Läckage kan dock uppstå på fler sätt än via utlandsförbindelser. Låga och konkurrenskraftiga elpriser kommer sannolikt att vara ett övergående fenomen då befintliga och nya elanvändare kommer att reagera genom att öka sin förbrukning. Utländska aktörer med elkrävande industrier kommer sannolikt också att vilja ta del av konkurrenskraftiga elpriser och etablera sig i Sverige. En fråga i sammanhanget är då vad det är för typ av verksamheter och hur stort förädlingsvärde som stannar i Sverige. Det går inte att utesluta att ett lågt elpris leder till en ökad etablering av serverhallar och elektrolysörer för produktion av vätgas som sedan exporteras till andra länder. Dessa anläggningar kan enligt vissa scenarier, tillsammans eller enskilt, förbruka lika mycket el som en utlandsförbindelse, dock utan den

flexibilitet som utlandsförbindelser ger upphov till och som resulterar i lägre krav på reserver nationellt.

Försämrad elmarknadsfunktion

- En garanterad intäkt kan leda till minskade incitament för elproducenter att anpassa sin produktion till elmarknadens prissignaler.
- En statlig prissäkring kan ge stödmottagaren minskade incitament till att såväl bidra med flexibilitet i den kortsiktiga optimeringen av systemet som att hantera prisrisker på den finansiella elmarknaden.
- Minskade incitament för ny elproduktion att handla på prissäkringsmarknaden försämrar förutsättningarna för bland annat ny elkrävande industri att hantera sina elprisrisker vilket kan öka deras kapitalkostnader.

Ett differenskontrakt ger elproducenterna garanterade intäkter, vilket kan öka investeringsviljan. Samtidigt kan incitamenten för elproducenter att anpassa sin produktion till elmarknadens prissignaler minska, vilket leder till mindre välfungerande elmarknader. Flera av de åtgärder som diskuteras nedan syftar till att öka stödmottagarens exponering mot elpriset. Detta kan dock försämra effektiviteten i riskdelningsinstrumentet för enskilda stödmottagare och därmed leda till ökade anspråk på en höjd intäktsgaranti.

I sitt grundutförande ger ett så kallat produktionsbaserat differenskontrakt anläggningsägaren en garanterad intäkt per producerad energienhet, oberoende av marknadspriset vid produktionstillfället. Detta begränsar investerarens incitament att anpassa anläggningens utformning och driftstrategi efter rådande marknadspriser och elsystemets behov.

I stället skapar ett sådant kontrakt ett ensidigt incitament att maximera energiproduktionen, utan hänsyn till när elen produceras, dess marknadsvärde eller dess systempåverkan. Detta kan leda till att en solcellsanläggning optimeras för högsta möjliga årliga energiproduktion snarare än att installeras i öst-västlig riktning för att bättre följa elprisets variationer över dygnet. På samma sätt kan en vindkraftsproducent välja att installera turbiner med hög total elproduktion snarare än lågvindturbiner, trots att dessa skulle kunna ge

en högre genomsnittlig intäkt genom att producera mer el vid tider med högre elpriser.

Därmed kan produktionsbaserade differenskontrakt leda till investeringsval som maximerar energiutbytet snarare än att optimera marknadsvärdet, vilket kan få konsekvenser för både elmarknadens funktion och systemeffektiviteten.

I teorin går det att återställa stödmottagarens exponering mot elmarknadens prissignaler om differenskontraktet utformas så att intäkter från elmarknaden och det statliga prisstödet frikopplas. Exempelvis kan ett så kallat finansiellt differenskontrakt användas, där kompensationen beräknas utifrån en hypotetisk produktionsprofil snarare än uppmätt elproduktion (ENTSO-E, 2024). Det har också potential att minska producenternas volymrisk i förhållande till ett produktionsbaserat differenskontrakt, dock på bekostnad av en ökad profilrisk (Schlecht, Maurer, & Hirth, 2024).

Även om olika varianter av icke-produktionsbaserade differenskontrakt diskuteras inom akademin har utredningen endast hittat enstaka tillämpningar inom EU. Belgien är enligt uppgift i färd med att införa sådana kontrakt, medan Frankrike implementerar en hybridmodell (Thema, 2025). Energiföretagen Sverige uppger att ett segment[25] inom det relativt omfattande tyska stödsystemet tillämpar en finansiell avräkning där den ekonomiska kompensationen är baserad på skillnaden mellan marknadspriset och ett teknologiviktat elpris som beräknas utifrån kraftslagets historiska (aggregerade) produktionsprofil. Även Nederländerna uppges tillämpa en teknologiviktad referensprofil när kompensationen beräknas inom deras breda stödsystem för åtgärder som reducerar utsläpp av koldioxid[26].

Eftersom ersättningen per producerad kilowattimme i ett produktionsbaserat differenskontrakt som utgångspunkt är konstant skapar det inga incitament för elproducenten att dra ner på produktionen under perioder då marknadspriserna understiger den rörliga produktionskostnaden. Det kan komma till uttryck i att anläggningsägaren lägger negativa bud i elmarknaden för att säkerställa att anläggningen får producera, utan att budet återspeglar anläggningens verkliga alter-

[25] I synnerhet inom den del av stödsystemet EEG (Erneuerbare-Energien-Gesetz) som är baserat på marknadspremier.

[26] Stödsystemet kallas Sustainable Energy Production and Climate Transition Incentive Scheme (SDE++). Det beskrivs som ett teknikneutralt stödsystem där fossilfri elproduktion konkurrerar med andra teknologier så som infångning av koldioxid, produktion av vätgas, storskaliga värmepumpar, etc.

nativkostnad som till stor del är baserad på den rörliga produktionskostnaden. Detta leder då till en ineffektiv användning av resurser i den kortsiktiga optimeringen av elsystemet, särskilt om anläggningen tränger undan effektivare anläggningar med lägre rörliga produktionskostnader. Detta går att motverka genom att man exempelvis sätter ett prisgolv för när prisstödet betalas ut (alternativt ett övre tak för stödet) och som bör reflektera anläggningens alternativkostnad i form av exempelvis rörlig produktionskostnad och inmatningsavgifter.

Om de volymer elproduktion som omfattas av stödsystemet utgör en relativt stor andel av det samlade utbudet på elmarknaden kan denna budstrategi få en prispåverkande effekt, främst genom att antalet timmar med mycket låga elpriser ökar, trots att det inte nödvändigtvis reflekterar den underliggande resursåtgången.

I ett differenskontrakt med en garanterad intäkt avräknas lösenpriset mot ett referenspris som i regel är baserat på priset på dagen före-marknaden. Skillnaden mellan lösenpriset och priset på dagen före-marknaden utgör en artificiell alternativkostnad som ges ett pris på de marknader där anläggningen kan tänkas bidra. Exempel på detta är Svenska kraftnäts balansmarknader. Ett differenskontrakt ger därför i sitt grundutförande mycket begränsade incitament för en anläggningsägare att bjuda in sina resurser på balansmarknaden. Balansmarknaden är central för elsystemets stabilitet, och det är därför viktigt att differenskontraktens påverkan på stödtjänstmarknaderna beaktas vid utformningen av differenskontrakt (ENTSO-E, 2024).

Differenskontrakt kan påverka likviditeten negativt och begränsa elanvändarnas möjligheter att hantera elprisrisken på de finansiella elmarknaderna. En mindre effektiv prissignal på elmarknaden kan få konsekvenser för den finansiella elmarknadens funktion eftersom priset på dagen före-marknaden utgör referenspris i många finansiella kontrakt. Försämrade möjligheter till riskhantering kan i sin tur leda till att investeringar inte kommer till stånd p.g.a. ökade kapitalkostnader genom höjda riskpremier.

Det finns också en risk för att en anläggningsägare med ett dubbelriktat differenskontrakt inte känner något behov av att prissäkra sin elproduktion på den finansiella elmarknaden. Det kan medföra att elanvändare kan komma att sakna en naturlig motpart på den finansiella marknaden, vilket kan leda till att kreditgivarna kräver höjda riskpremier och försämrade förutsättningar för nya elkrävande indu-

strietableringar i Sverige. Det är enligt utredningens uppfattning mot den bakgrunden viktigt att bibehålla ett förtroende för den finansiella elmarknaden. Ett eventuellt stödsystem bör därför utformas så att det inte drar undan handelsvolymer från de organiserade handelsplatserna eller från långsiktiga elköpsavtal. I annat fall kan den försämrade likviditeten på den finansiella elmarknaden i extrema fall resultera i krav på att även elkrävande industrier ska omfattas av differenskontrakt.

Krav på att stödmottagaren ska ingå ett långsiktigt elköpsavtal med en elleverantör för att få stöd tillämpas exempelvis i Irland. En annan möjlighet är att införa en klausul som innebär att en stödmottagare har rätt att säga upp differenskontraktet om den tecknar ett långsiktigt elköpsavtal på marknadsmässiga villkor. En mer radikal utformning är att staten säljer differenskontrakten vidare till prissäkringsmarknaden eller marknaden för långsiktiga elköpsavtal. Det finns dock begränsad erfarenhet av sådan vidareförsäljning och hur den förhåller sig till EU:s statsstödsregler (Thema, 2025; ENTSO-E, 2024).

Utmaningar med en teknikneutral utformning.

- Endast kraftslag som anges i EU-rätten bör omfattas av differenskontrakt.
- Kontrakten bör vara skräddarsydda för de enskilda kraftslagens behov av prissäkring för att ge önskad effekt.

Ett system för statlig riskdelning bör idealt sett vara teknikneutralt, där ersättningen baseras på önskade funktioner (exempelvis volymmål avseende producerad elenergi) snarare än att riktas mot specifika kraftslag. Teknikneutrala auktioner främjar konkurrens mellan kraftslag och säkerställer att volymmålet nås till låga kostnader. En utmaning med differenskontrakt är i detta sammanhang att säkerställa en teknikneutral utformning. Skälet är dels att dessa kontrakt enligt EU-rätten dels endast får omfatta ett begränsat antal kraftslag, dels att sådana kontrakt i praktiken ofta skräddarsys utifrån varje kraftslags specifika behov av intäktsgaranti. Avgörande faktorer för att differenskontrakt ska fungera som ett effektivt riskdelningsinstrument inkluderar en lämplig ledtid mellan investeringsbeslut och drifttagning, kontraktslängd, produktionsprofil och storleken på

intäktsgarantin. Det finns dock exempel från Nederländerna, Irland och Danmark där differenskontrakt har allokerats genom teknikneutrala auktioner, med varierande framgång (Thema, 2025).

4.6.3 Vilka kraftslag behöver stöd?

Som framgick av föregående avsnitt (liksom av andra studier, se till exempel Havsvindutredningen, SOU 2024:89; Finansdepartementet, 2024; Thema, 2025; Quantified Carbon, 2025 med flera) är lönsamheten för investeringar i kärnkraft och havsbaserad vindkraft högst osäker vid rimliga antaganden om investeringskostnader och elprisets utveckling. Gemensamt för dessa kraftslag är att de har höga investeringskostnader, lång livslängd och långa ledtider. Detta skapar särskilda osäkerheter kring framtida lönsamhet för dessa kraftslag. Om denna osäkerhet inte hanteras effektivt på den finansiella elmarknaden kan följden bli höjda riskpremier, vilket leder till högre kapitalkostnader och ytterligare försämrad lönsamhet i samband med investeringsbeslutet.

Både omvärldsfaktorer och projektspecifika kostnader påverkar investeringarnas lönsamhet. Modellanalyser visar att en kraftig elektrifiering, i linje med regeringens bedömning om en efterfrågan på el om uppemot 300 TWh till 2045, är en förutsättning för att investeringar i kärnkraft och havsbaserad vind ska vara lönsamma. Den statliga utredningen om vindkraft i havet som presenterades i december 2024 bekräftar bilden av att investeringsbarheten i havsbaserad vindkraft utanför Sveriges kust i dag är mycket låg på marknadsmässiga villkor (se särskilt bilaga 4 i Havsvindutredningen, SOU 2024:89). Utredningen konstaterar även att 99,5 procent av de 25 GW installerad effekt som togs i drift i norra Europa mellan 2014 och 2023 byggdes med statligt stöd.

Investerings- och driftskostnader bör idealt spegla den faktiska resursåtgången för att bygga och driva en produktionsanläggning och höga kostnader bör inte betraktas som ett marknadsmisslyckande i sig. Elmarknaden fyller en koordinerande funktion och den signalerar *var* ny elproduktion behövs och *när* den behöver producera. En förväntat svag lönsamhet för resurskrävande och kostsamma kraftslag är därmed heller inget marknadsmisslyckande.

Likväl anser utredningen att alla kraftslag kan ha en roll i en omfattande elektrifiering, i linje med regeringens bedömning om 300 TWh till 2045. Detta beror på att ingen enskild teknik ensam kan tillgodose elsystemets behov, då varje kraftslag har begränsningar i tillgänglighet, funktionalitet och acceptans från samhället.

Konflikter avseende markanvändning kan exempelvis komma att begränsa möjligheterna att etablera ny elproduktion som kräver stora arealer, särskilt i ett scenario med hög elektrifiering.

Kärnkraft och havsbaserad vindkraft bidrar också i olika grad med systemnyttor som inte är prissatta i dag och som eventuellt kan motivera ett statligt prisstöd (se kapitel 6).

En konkurrenskraftig elförsörjning bedöms utifrån den samlade systemkostnaden för en slutanvändare att förbruka el. Systemkostnaden inkluderar bland annat elproduktion, elnät, balanshållning, samt statliga avgifter och skatter. Även prisvolatilitet kan bidra till ökade kostnader för riskhantering och bör därför i princip inkluderas i systemkostnaden för en slutanvändare.

En ensidig utbyggnad av sol- och vindkraft kräver att elsystemet tillförs betydande volymer flexibilitet, för att undvika kraftig prisvolatilitet och säkerställa försörjningstrygghet. Gaskraftverk, kraftvärme (delvis), pumpkraftverk och reglerbar vattenkraft utgör exempel på teknologier som kan tillföra reglerbarhet på utbudssidan. På efterfrågesidan kan såväl befintliga som nya elanvändare investera i flexibilitet. Representanter för elintensiv industri har vid upprepade tillfällen framfört till utredningen att det är kostsamt att försäkra sig mot volatila elpriser och det kräver antingen investeringar i egna flexibilitetsåtgärder i form av till exempel egen elproduktion, överdimensionerade förbrukningsanläggningar med tillhörande lager eller finansiella prissäkringar.

Den finansiella elmarknaden erbjuder som tidigare nämnts begränsade möjligheter till effektiv riskhantering för långlivade och kapitalintensiva anläggningar, vilket leder till ökade finansieringskostnader. Statlig riskdelning kan därför vara särskilt motiverad för att säkerställa investeringar i dessa tillgångar, särskilt om den kalkylränta som privata aktörer kräver är betydligt högre än den samhällsekonomiska riskjusterade[27] diskonteringsräntan.

[27] Riskjusterad diskonteringsränta innebär att framtida kassaflöden värderas med en ränta som tar hänsyn till projektets risknivå.

Mot denna bakgrund kan det vara motiverat för staten att underlätta investeringar i en diversifierad palett av kraftslag, för att säkerställa en trygg, effektiv och allmänt accepterad elförsörjning till konkurrenskraftiga priser.

Om nödvändiga investeringar i ny elproduktion uteblir kan samhället drabbas av höga och volatila elpriser, vilket försämrar näringslivets konkurrenskraft och försvårar den elektrifiering som krävs för att Sverige ska nå sina klimatmål med inhemskt förädlade råvaror. Denna risk förstärks av att kärnkraft, och delvis havsbaserad vindkraft, har långa ledtider från planering till driftsättning. För att undvika långa marknadscykler med ömsom låga och ömsom höga elpriser kan en proaktiv statlig planering genom dubbelriktade differenskontrakt vara en möjlig lösning.

I följande avsnitt beskrivs det förslag på finansiering och riskdelning för ny kärnkraft i Sverige som nyligen har presenterats av regeringen. Detta åtföljs av en övergripande beskrivning av hur ett differenskontrakt för havsbaserad vind i en svensk kontext skulle kunna se ut.

Finansiering och riskdelning för kärnkraft

Regeringskansliet beslutade i december 2023 att uppdra åt filosofie doktorn Mats Dillén att ta fram och lämna förslag på modeller för finansiering och riskdelning för nya kärnkraftreaktorer. I augusti 2024 överlämnade utredaren promemorian ”Finansiering och riskdelning vid investeringar i ny kärnkraft” (Finansdepartementet, 2024).

I promemorian beskrivs en finansierings- och riskdelningsmodell som innehåller tre komponenter som adresserar de viktigaste identifierade risker som utredaren identifierat i ett kärnkraftsprojekt. Tillsammans verkar de för att sänka kapitalkostnaden i syfte att få till stånd nya investeringar i kärnkraft.

Statlig lånefinansiering

Statliga lån ställs ut av Riksgäldskontoret för att delfinansiera investeringar i ny kärnkraft vilket sänker kapitalkostnaden. Dels möjliggörs därigenom en kapitalstruktur med en högre andel lånat kapital än vad som kan erhållas på marknadsvillkor under konstruktions-

fasen, dels kan staten erbjuda en lägre ränta än marknaden. När kärnkraftverket driftsätts har osäkerheten kring projektet minskat vilket möjliggör marknadsfinansiering till betydligt bättre villkor än under konstruktionsfasen. Räntan på de statliga lånen höjs successivt under driftsfasen för att ge incitament att ersätta de statliga lånen med marknadsfinansiering.

Prissäkringsavtal

Ett prissäkringsavtal av typen dubbelriktat differenskontrakt upprättas mellan staten och kärnkraftsproducenten. Differenskontraktet utformas för att så långt som möjligt bevara marknadsincitament. För perioder då marknadspriset på el är lägre än det avtalade lösenpriset uppstår en kostnad för staten, som finansieras med en skatt proportionerlig mot elkonsumtion och omfattar hela elkundskollektivet. I de fall marknadspriset är högre än lösenpriset kommer staten att erhålla intäkter från differenskontraktet som kan föras vidare till elkonsumenten.

Risk- och vinstdelning

Den tredje komponenten är en risk- och vinstdelningsmekanism som ger projektägaren en garanterad lägsta avkastning på sin investering. Därutöver delas projektets vinster i de bästa utfallen med staten och elkonsumenterna. Mekanismen aktiveras baserat på resultatet av en marknadsvärdering av projektet efter att kärnkraftverket tagits i drift. Om det visar sig att avkastningen i projektet varit väsentligt bättre eller sämre än förväntat anpassas villkoren temporärt för de statliga lånen och differenskontraktet. Ett golv respektive tak för avkastningen på eget kapital under konstruktionsfasen avgör om villkoren ska göras mer förmånliga eller stramas åt. Risk- och vinstdelningsmekanismen är aktiv till dess att värdet av eget kapital i projektet ligger mellan golvet och taket. Därefter står projektet på egna ben med förväntan om en marknadsmässig avkastning.

Promemorian har remissbehandlats. Regeringen beslutade den 27 mars 2025 om en proposition om Finansiering och riskdelning vid investeringar i ny kärnkraft (prop. 2024/25:150). En förordning

med vissa kompletterande bestämmelser till lagförslaget i propositionen har remitterats.

Statlig riskdelning för havsbaserad vindkraft

Bedömning: Havsbaserad vindkraft är förknippad med stora investeringskostnader. På grund av stora osäkerheter avseende elprisets utveckling bedömer utredningen att investeringar i dagsläget inte är ekonomiskt lönsamma utan statlig riskdelning. Det kan vara befogat att införa dubbelriktade differenskontrakt för havsbaserad vindkraft för att möjliggöra investeringar i nya projekt om statsmakterna finner det motiverat.

Om sådana kontrakt införs bedömer utredningen att ett auktionsbaserat förfarande avseende statligt anvisade platser är att föredra på sikt eftersom det ger staten möjlighet att effektivt koordinera nät, produktion och motstående samhällsintressen.

För att bibehålla marknadens förtroende och inte förlora värdefull tid förordar utredningen en ordnad övergång från nuvarande system där befintliga projekt erbjuds möjlighet att konkurrera om differenskontrakt i ett antal allokeringsrundor.

I dag sker en projektörsdriven exploatering av havsbaserad vindkraft med utgångspunkt i fri etablering på marknadsmässiga villkor. Systemet har hittills inte resulterat i någon utbyggnad av vindkraft till havs, trots en omfattande projektering från en stor mängd aktörer.

Havsvindutredningen (SOU 2024:89) föreslår att Sverige på sikt ska övergå till ett auktionssystem för anvisade platser för vindkraft till havs, i likhet med de flesta av Sveriges grannländer i norra Europa. Med ett auktionssystem kan staten i ett tidigt skede peka ut områden där det är lämpligt och önskvärt att bygga ut vindkraften utifrån de samlade intressena i havet. Det ger också staten en möjlighet att samplanera elnät och elproduktion.

Enligt förslaget ska också den projektör som vinner en auktion kunna ges ensamrätt till etablering av vindkraft i ett område. Den projektering som genomförs kan då ske med väsentligt lägre tillståndsrisker, och med ett åtagande från projektörens sida att faktiskt förverkliga projektet.

Ett auktionssystem för anvisade platser att föredra på sikt

Enligt utredningens uppfattning kan ett auktionsförfarande för anvisade platser utföra ett flexibelt instrument som kan anpassas efter elsystemets och samhällets behov. Det pris som fastställs i auktionsförfarandet speglar det värde som projektörerna tillskriver den av staten anvisade platsen. Områdets storlek, vindläge, vattendjup, avstånd till nätanslutning, tillståndsrisker och andra parametrar bör rimligen påverka projektörernas betalningsvilja för en plats. En korrekt värdering är särskilt angelägen på de platser staten äger marken i fråga, vilket är fallet med havsbottnen. I Danmark finns enstaka exempel på auktioner med negativa stödnivåer, dvs. där staten efter avslutad auktion har fått en intäkt för varje producerad kilowattimme. Det är dock mindre troligt i dag på grund av de kraftiga kostnadsökningar som har skett under de senaste åren. Den senaste danska auktionen resulterade exempelvis i att det inte kom in några anbud (Havsvindutredningen, SOU 2024:89).

Ett auktionsförfarande är även en effektiv mekanism för att minimera nivån på en intäktsgaranti i ett eventuellt differenskontrakt.

Utredningen bedömer dessutom att ett auktionsförfarande för anvisade platser ger staten ett viktigt verktyg för samhällsplanering i ett bredare perspektiv, där el- och energisystemet utgör en del. På dagens (omreglerade) elmarknader behöver en stor mängd aktörer fatta individuella beslut som gemensamt leder till att el- och energisystemen utvecklas i rätt takt, både tidsmässigt och geografiskt. Sveriges indelning i elområden syftar bland annat till att ge investeringssignaler så att ny elproduktion och förbrukning lokaliseras till områden som är fördelaktiga för elsystemet. Det finns dock andra hinder som kan innebära att investeringar trots dessa signaler inte sker på rätt platser i elsystemet eller har rätt teknisk funktionalitet. Hinder kan exempelvis utgöras av bristande lokal acceptans, svårigheter att få nödvändiga tillstånd eller att systemnyttor inte är prissatta p.g.a. ofullständiga marknader.

Ett auktionssystem för anvisade platser, eventuellt i kombination med ett differenskontrakt, kan i det sammanhanget skapa förutsättningar för investeringar med rätt funktionalitet[28] och på rätt plats med beaktande av nätutbyggnaden.

[28] Teknisk funktionalitet kan exempelvis utgöras av anläggningens effektbidrag under situationer med effektbrist eller andra förmågor som kan bidra till att upprätthålla resurstillräcklighet och driftsäkerhet, inklusive beredskapsförmågor.

Auktionering av anvisade platser ger staten möjlighet att koordinera och sammanväga väsentliga samhällsintressen och målkonflikter i ett bredare perspektiv. Det kan gälla allt från sjöfarten, försvaret och totalförsvaret till rennäring, kommuner, allmänhet och andra samhällsintressen. Ett samordnat förfarande har potential att kraftigt minska projekteringskostnader och byråkrati för projektörer, berörda tillståndsgivande myndigheter och nätföretag.

Antalet ansökningar om anslutning av havsbaserad vindkraft som inkommit till Svenska kraftnät ger en känsla för hur stor denna koordineringsutmaning är. I januari 2025 uppgick den ansökta effekten i ansökningarna till sammanlagt 114 GW. Denna siffra inkluderar de 13 havsbaserade vindkraftparker i Östersjön som regeringen avslog den 4 november 2024. De 13 vindkraftparkerna motsvarar 18 GW, eller 16 procent av samtliga ansökningar, givet ett antagande om att den genomsnittliga kapaciteten hos en vindkraftpark är 1,4 GW.

Eftersom avslaget sker i ett sent skede i projekteringsprocessen har projektör, nätföretag, kommun och berörda myndigheter i dessa fall lagt ner avsevärda utredningsresurser i onödan. Den stora osäkerheten avseende vilka projekt som realiseras försvårar en proaktiv nätutbyggnad såväl som en bedömning av hur exempelvis hemliga försvarsintressen påverkas av en enskild vindkraftpark. Det går heller inte att utesluta att den stora mängden samråd som sker med berörda parter kan påverka den allmänna opinionen till nackdel för havsbaserad vindkraft, även om projekten aldrig realiseras. Detta utgör i grunden ett koordineringsmisslyckande som hade kunnat hanterats genom ett auktionsbaserat förfarande avseende en anvisad plats där staten samordnat kan hantera samhällsintressen, nätutbyggnad och målkonflikter.

En ordnad övergång

Även om utredningen bedömer att ett *auktionssystem för anvisade platser* för havsbaserad vindkraft är att föredra på sikt, kan det finnas skäl att genomföra en ordnad övergång där befintliga projekt inom den nuvarande ordningen med fri etablering får möjlighet att realiseras. Skälen är flera. Marknadsaktörer och kreditgivare är ofta kritiska till att marknadsreglerna ändras med kort varsel och kan tolka ett alltför snabbt införande av ett nytt system som en ökad politisk

risk. En övergångslösning, där befintliga projekt med en viss mognadsgrad ges möjlighet att realiseras, kan bidra till att bibehålla marknadens förtroende för staten och minska den politiska risk som uppstår vid ändrade spelregler.

Det andra skälet, som också anförs i Havsvindutredningen (SOU 2024:89), är att en omstart där ingen hänsyn tas till redan genomförd projektering kommer att försena utbyggnaden av havsbaserad vindkraft med flera år eftersom projekteringen då måste tas om från början.

Sammanfattningsvis är en ordnad övergång till ett auktionssystem sannolikt motiverad eftersom det säkerställer att befintliga investeringar i projektering tas tillvara, samtidigt som konsekvenserna av ändrade spelregler för befintliga projekt mildras.

Ørsted uppger till utredningen att det i normala fall tar 5–7 år att designa, upphandla och anlägga en tillståndsgiven vindpark till havs.[29] Om statsmakterna anser att det är angeläget att utbyggnad av vindkraft till havs kommer till stånd under början av 2030-talet kan det således vara ändamålsenligt att tillhandahålla statlig riskdelning genom dubbelriktade differenskontrakt till ett eller flera tillståndsgivna projekt. För att undvika överkompensation till stödmottagarna bör differenskontraktet tilldelas genom ett konkurrensutsatt förfarande för de befintliga projekten och inte ett förhandlat förfarande.

En potentiell fördel med att genomföra det konkurrensutsatta förfarandet i ett sent skede i projektprocessen är att de tillståndsgivna projekten kan lämna anbud med avsevärt större säkerhet kring investeringskostnaderna. Detta står i kontrast till auktionering av en anvisad plats, där projektören måste binda sig till ett preciserat åtagande i ett tidigt skede, vilket innebär en högre risknivå och större osäkerhet kring framtida kostnader.

I Havsvindutredningen (SOU 2024:89) anges att endast fyra projekt med en uppskattad årsproduktion på cirka 14 TWh har beviljats tillstånd av regeringen. Det är därmed tveksamt om konkurrensen är tillfredsställande vid en konkurrensutsättning. Det gäller särskilt om de tillståndsgivna projekten har skiftande förutsättningar avseende exempelvis havsdjup och avstånd till nätanslutning vilket påverkar behovet av prisstöd. Om sökanden i det projekt som har lägst kostnader med stor visshet kan beräkna kostnaden för det projekt som

[29] Möte med Ørsted den 15 november 2024.

har näst lägst kostnader, kommer projektören att kunna anpassa påslaget i anbudet efter det, vilket kan leda till överkompensation. De fyra projekten är dessutom inte belägna inom samma elområde vilket är en faktor som bör tas i beaktande när anbuden utvärderas. Om även projekt som har ansökt om tillstånd inkluderas, tillkommer ytterligare 16 potentiella budgivare i ett auktionsförfarande. För att säkerställa en välfungerande konkurrens vid en konkurrensutsättning av befintliga projekt krävs att några av dessa projekt beviljas tillstånd.

Ett konkurrensutsatt förfarande där tilldelningen av differenskontrakt sker genom återkommande auktioner ger staten flexibilitet att successivt justera volymer och auktionsutformning i takt med att ny information om systembehov, teknikkostnader och elanvändningens utveckling blir tillgänglig. Upplägget liknar Storbritanniens stödsystem med differenskontrakt för bland annat havsbaserad vindkraft, där tilldelningen sker genom återkommande allokeringsrundor.

5 Systemansvar

Som framgått av avsnitt 3.3 förändras elsystemet i snabb takt. Det innebär bland annat att ny teknik och nya aktörer får allt större betydelse, och att relationerna mellan olika aktörer förändras. Det svenska elsystemet blir också tekniskt och legalt allt närmare sammankopplat med systemen i övriga EU-länder.

Mot denna bakgrund, och för att säkerställa att systemet på lång sikt kan uppfylla rimliga krav på överföring och distribution av el, finns det enligt utredningens direktiv skäl att i lagstiftningen införa en tydligare ansvarsfördelning, bland annat genom en enhetlig terminologi. Inte minst gäller det systemansvaret, som enkelt uttryckt omfattar det ansvar som nätföretag har för att driva, underhålla och utveckla sina nät. Det bör enligt direktiven bland annat vara tydligt att de systemansvariga behöver göra en långsiktig systemplanering och arbeta proaktivt för att tillgängliggöra kapacitet till elsystemets användare i tid och på ett samhällsekonomiskt effektivt sätt.

I utredningens uppdrag ingår mot denna bakgrund att föreslå ett förtydligat systemansvar. Kapitlet inleds med en beskrivning av utvecklingen av systemansvaret och vad som i dag ryms inom begreppet systemansvar.

Utredningen ska också föreslå hur termerna systemansvarig för överföringssystem och systemansvarig för distributionssystem kan införas i svensk rätt samt hur de systemansvarigas respektive ansvarsområden kan tydliggöras. Dessa delar behandlas i avsnitten 5.2–4. I uppdraget ingår vidare att utreda om det bör införas ett krav på certifiering som systemansvarig för överföringssystem för andra aktörer än Svenska kraftnät. Utredningen ska även föreslå hur Svenska kraftnäts uppgifter som systemansvarig för överföringssystemet och de uppgifter som Svenska kraftnät utför i egenskap av myndighet kan tydliggöras och särskiljas i regleringen. Dessa delar behandlas i av-

snitt 5.3. De frågor som specifikt rör systemansvariga för distributionssystem behandlas i avsnitt 5.4.

Utredningen ska också föreslå hur det långsiktiga ansvaret för planering av överföringssystem och planering av distributionssystem bör tydliggöras i regleringen. Denna del behandlas i avsnitt 5.5. Detta avsnitt behandlar även ansvaret för teknisk förmåga och planering av anslutningar samt driftansvaret.

5.1 Ett utvecklat systemansvar

Utgångspunkten för uppdraget i denna del är att bestämmelserna om systemansvar behöver förtydligas i svensk rätt. Innan vi kan diskutera förslag till nya bestämmelser behöver vi emellertid få en uppfattning om vad det utvecklade systemansvaret innebär utifrån EU-rätt och samhällets utveckling och vad som krävs för att ett önskat läge ska uppnås.

En central utgångspunkt är att elbehovet väntas öka kraftigt. Vidare förutses nya aktörer och nya typer av teknik tillkomma, vilket skapar nya förutsättningar. För att kunna möta samhällets ökade behov av el och samtidigt säkerställa god leveranssäkerhet krävs omfattande utbyggnad av elproduktionskapacitet, elnät och lagringsmöjligheter samt förbättrade möjligheter för flexibilitet att bidra till effektivt resursutnyttjande. Utvecklingen av energisystemet behöver ske på ett kostnadseffektivt sätt för samhället. Den tekniska utvecklingen har skapat förutsättningar för en mer aktiv systemansvarsroll som i samverkan med andra systemansvariga i elsystemet kan öka nyttjandegraden i det befintliga elnätet och tillvarata tekniska förmågor hos anslutande parter. En sådan samverkan mellan systemansvariga har potential att snabbt frigöra kapacitet för att tillgodose behovet av nya nätanslutningar utan att man behöver förstärka överföringskapaciteten, med de ledtider som det innebär.

Elektrifieringen – med allt vad den innebär i form av omställning, innovation, teknikutveckling och inte minst investeringar – förutsätter samverkan och planering mellan olika aktörer och myndigheter på olika nivåer i samhället. Förenklat handlar det om att tydligt definiera roller och ansvar, dvs. vem som gör vad, och om att få alla aktörer att dra åt samma håll. Den pågående utvecklingen har successivt medfört en tydligare reglering av

ansvarsförhållandena enligt EU-rätten inom områden som anslutning, driftsäkerhet och långsiktig planering, inte minst genom de kommissionsförordningar som ofta kallas nätkoder.

Vidare har riksdagen efter regeringens förslag[1] beslutat om planeringsmål och leveranssäkerhetsmål för elsystemet i vid bemärkelse[2]. Svenska kraftnät föreslås i propositionen få ett övergripande ansvar för en regelbunden uppföljning av leveranssäkerhetsmålet och för att vidta eller föreslå åtgärder för att leveranssäkerhetsmålet uppnås.

Utvecklingen innebär att en stor mängd aktörer i elsystemet, både nya och redan etablerade, behöver fatta beslut som bidrar till att el- och energisystemen utvecklas samordnat och i rätt takt tidsmässigt och geografiskt. Alla aktörer behöver enligt propositionen ta ansvar för att bidra till leveranssäkerheten. Hänsyn behöver även tas till annan viktig samhällsutveckling, exempelvis inom totalförsvaret. Staten har en viktig roll att koordinera och samordna planeringen av elförsörjningen. Det är motiverat att sätta systemplaneringen i ett bredare samhällsperspektiv för att ge de systemansvariga förutsättningar för en proaktiv systemutveckling som svarar upp mot samhällets behov över tid.

De nämnda faktorerna – ökad elektrifiering, ökad samverkan, nya planeringsmål och leveranssäkerhetsmål samt behovet av samordning mellan aktörer – påverkar vilka uppgifter och roller som aktörer har liksom ansvarsförhållandena i elsystemet. Utvecklingen påverkar därmed förutsättningarna för att ta och utöva systemansvar genom att nya krav på ansvar ställs.

5.1.1 Kostnadseffektiv systemdrift

Det svenska elsystemet har en hög leveranssäkerhet och har varit en viktig förutsättning för den svenska industriella utvecklingen. Samtidigt är det ett av världens äldsta elsystem, och det är uppbyggt för att hantera relativt få men stora produktionskällor, exempelvis vattenkraft och kärnkraft, där elen transporteras på höga spännings-

[1] Prop. 2023/24:105.

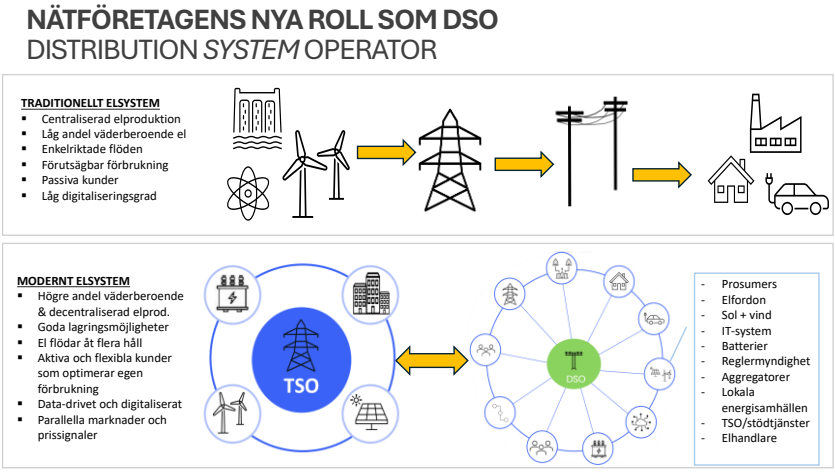
[2] Leveranssäkerhetsmålet inkluderar resurstillräcklighet i elmarknaden, möjlighet att ansluta ny produktion och förbrukning, driftsäkerhet i ett fredstida normalläge, i fredstida krissituationer och under höjd beredskap. Detta ska uppnås med beaktande av att kostnadsutvecklingen för slutkund hålls på en rimlig nivå.

nivåer genom transmissionsnätet och vidare ut i region- och lokalnäten. Så som vi har beskrivit tidigare genomgår elsystemet nu stora förändringar (se kapitel 3). Det gäller inte minst elnäten som har en central roll i det förändrade energilandskapet.

I korthet innebär denna utveckling att de svenska region- och lokalnätsföretagen går från en situation med överkapacitet i näten och därmed en mer förvaltande roll till att behöva bli mer aktiva i driften av nätet och aktiva möjliggörare för den gröna omställningen. Utvecklingen, och de många aktörer som nätföretag behöver samverka med, illustreras i figur 5.1 nedan.

Figur 5.1 Schematisk bild över ett traditionellt elsystem (överst) och ett modernt (underst)

Kraven på koordinering och samverkan ökar för systemansvariga på transmissionsnätsnivå och för distributionsnät



Källa: SNS (2024).

Historiskt sett har elnätsföretagens roll varit att övervaka, driftsätta och bygga ut det fysiska elnätet. Över tid har utvecklingen, bland annat genom EU-rätten, lett till att det nu ställs krav på elnätföretagen att vara systemoperatörer med uppgifter som är mer inriktade på att upphandla tjänster som kan bidra till ett stabilt elnät och elsystem, och därtill på ett mer kostnadseffektivt sätt jämfört med traditionell nätförstärkning. Det är alltså ett tydligt skifte vi ser i takt med att elnätföretagen, i rollen som systemansvariga, förväntas

arbeta mer proaktivt. Utvecklingen innebär tekniska, organisatoriska och regulatoriska utmaningar.[3] Vi kommer att belysa dem närmare i avsnitt 5.1.4 och i avsnitt 5.5.

5.1.2 Det utvecklade systemansvaret enligt EU-rätten

Termen systemansvar är mångfacetterad och används i många olika sammanhang. Den används exempelvis när det i lagstiftningen hänvisas till ansvaret för elsystemets olika spänningsnivåer. Termen används också i sammanhang som avser hela det nationella elsystemet. Den som har systemansvar kallas för systemansvarig för överföringssystem respektive distributionssystem. I detta avsnitt gör vi en genomgång av den relevanta lagstiftningen på EU-nivå, som definierar de uppgifter som systemansvariga har samt belyser några otydligheter i nuvarande bestämmelser och beskriver vilka konsekvenser dessa otydligheter kan ge upphov till.

Elmarknadsdirektivet

Systemansvaret definieras inom EU-rätten genom de uppgifter som de systemansvariga har. Historiskt har EU-rättens systemansvar främst kopplats till ett driftansvar (*system operation*). Det finns dock inte någon självständig definition av vem som är systemansvarig (*operator*). De definitioner som finns avser systemansvarig för överföringssystem och systemansvarig för distributionssystem. Vad en systemansvarig ska göra framgår främst av artikel 31 (systemansvarig för distributionssystem) och artikel 40 (systemansvarig för överföringssystem) i direktiv (EU) 2019/944[4] (elmarknadsdirektivet).

Artikel 31 innehåller de viktigaste uppgifterna som åligger systemansvariga för distributionssystem. Exempelvis slår artikel 31.1 fast att den systemansvarige för distributionssystemet ska säkerställa systemets långsiktiga förmåga att uppfylla rimliga krav på eldistribution, och på affärsmässiga villkor driva, underhålla och utveckla säker, tillförlitlig och effektiv eldistribution inom sitt område. Veder-

[3] Sonnsjö, Hannes (2024), *Snabbare effekt – elnätsbolagens förändrade roll i energiomställningen*, SNS 2024.
[4] Europaparlamentets och rådets direktiv (EU) 2019/944 av den 5 juni 2019 om gemensamma regler för den inre marknaden för el och om ändring av direktiv 2012/27/EU (omarbetning).

börlig hänsyn ska tas till miljön och energieffektiviteten. Ytterligare bestämmelser finns i artiklarna 31–39.

Artikel 40 innehåller de viktigaste uppgifterna som åligger systemansvariga för överföringssystem, där artikel 40.1 a stadgar att varje systemansvarig för överföringssystem ska ansvara för att i nära samarbete med angränsande systemansvariga för överföringssystem och systemansvariga för distributionssystem säkerställa systemets långsiktiga förmåga att bemöta rimlig efterfrågan på överföring av el, samt på affärsmässiga villkor och med vederbörlig hänsyn till miljön driva, underhålla och utveckla säkra, tillförlitliga och effektiva överföringssystem. Vidare framgår av artikel 40.1 d att varje systemansvarig för överföringssystem ska ansvara för att styra elflödena i systemet, med beaktande av utbyten med andra sammanlänkade system. Den systemansvarige för överföringssystemet ska för detta ändamål ansvara för att elsystemet är säkert, tillförlitligt och effektivt. I det arbetet ska den systemansvarige säkerställa att alla nödvändiga stödtjänster, även sådana som tillhandahålls genom efterfrågeflexibilitet och energilagringsanläggningar, är tillgängliga i den mån som denna tillgänglighet är oberoende av andra överföringssystem med vilka systemet är sammanlänkat. Ytterligare bestämmelser finns i artiklarna 41–56.

Eftersom det rör sig om ett direktiv ges medlemsstaterna ett visst utrymme att själva bestämma hur bestämmelserna ska genomföras i nationell rätt. Detta innebär en relativt stor frihet för medlemsstaterna att utforma regelverket efter de nationella förutsättningarna. Några av bestämmelserna är dessutom frivilliga att genomföra, medan det i andra fall finns möjlighet att undanta vissa mindre företag. Elmarknadsdirektivets bestämmelser om systemansvariga och systemansvar är genomförda i svensk rätt genom bland annat 1 kap. 4 § och 3 kap. ellagen (1997:857).

Många av de uppgifter som numera ingår i systemansvaret följer dock av direkt bindande EU-rätt inom områden som anslutning, driftsäkerhet och långsiktig planering. Nedan följer en kort genomgång av de kommissionsförordningar, ofta kallade nätkoder, som rör ansvaret för systemansvariga, samt elmarknadsförordningens[5] bestämmelser om föregripande investeringar (*anticipatory investments*).

[5] Europaparlamentets och rådets förordning (EU) 2019/943 av den 5 juni 2019 om den inre marknaden för el.

Anslutning av elektriska anläggningar

Det finns tre kommissionsförordningar som reglerar krav vid anslutning av elektriska anläggningar:

- Kommissionens förordning (EU) 2016/631 av den 14 april 2016 om fastställande av nätföreskrifter med krav för nätanslutning av generatorer (RfG)
- Kommissionens förordning (EU) 2016/1388 av den 17 augusti 2016 om fastställande av nätföreskrifter för anslutning av förbrukare (DCC)
- Kommissionens förordning (EU) 2016/1447 av den 26 augusti 2016 om fastställande av nätföreskrifter med krav för nätanslutning av system för högspänd likström och likströmsanslutna kraftparksmoduler (HVDC).

Anslutningsförordningarna RfG, DCC och HVDC påverkar systemansvariga för distributionssystem, ägare av elproduktionsanläggningar, Svenska kraftnät, Energimarknadsinspektionen (Ei), energitjänsteföretag, förbrukare och tillverkare av utrustning för högspänd likström. Anslutningsförordningarna ska underlätta integrationen av förnybar elproduktion och möjliggöra effektivare användning av befintliga elnät och resurser.

Det finns mycket som är gemensamt för anslutningsförordningarna:

- att de gäller nya anläggningar som ska ansluta till elnätet (nya anläggningar ska alltså leva upp till de krav som förordningarna ställer)
- att befintliga anläggningar som byggs om kan omfattas i vissa fall
- att vissa syften ska nås, exempelvis att anslutande anläggningar ska ha teknisk förmåga att klara variationer i spänning och frekvens, och tåla störningar i elnätet och samtidigt förbli anslutna
- att det finns möjligheter att söka undantag (lättnader från kraven i förordningarna)
- att nationella krav ska beslutas som komplement till förordningarna (i Sverige är den valda modellen att Ei utfärdar föreskrifter om generellt tillämpliga krav).

RfG

För att uppnå EU:s miljömål investerar många medlemsstater i förnybar elproduktion. Vind- och solenergi är svårare att planera eftersom den primära energikällan (vind eller sol) inte är styrbar. Det får som konsekvens att flödena i elnäten varierar betydligt mer.

Genom RfG[6] införs gemensamma regler för elproduktionsanläggningar, i RfG kallade kraftproduktionsanläggningar, som ska anslutas till elnäten inom EU. Kraven handlar bland annat om vilka typer av störningar i elnätet som en framtida elproduktionsanläggning ska klara av, och i vilken omfattning.

Syftet med RfG är bland annat att ange regler för anslutning av nya produktionsanläggningar, säkerställa elproduktionsanläggningars förmåga att bidra till elsystemets funktion och bidra till att elnäten klarar av att ta emot mer förnybar elproduktion, samt införa harmoniserade spelregler i EU för elproducenter.

DCC

Genom DCC[7] införs gemensamma regler för anslutning av anläggningar som förbrukar el. Reglerna berör förbrukningsanläggningar och distributionssystem, och deras förmåga att tillhandahålla kapacitet framför allt genom efterfrågeflexibilitet (kunderna är flexibla och anpassar sin elanvändning när det behövs).

Syftet med DCC är bland annat att ange regler för anslutning av nya förbrukningsanläggningar, säkerställa elförbrukares förmåga att bidra till elsystemets funktion, samt bidra till att möjliggöra efterfrågeflexibilitet.

[6] Energimarknadsinspektionen 2024, *Nätanslutning av generatorer (RfG)*. Hämtat den 20 mars 2025 från: https://ei.se/bransch/eu-direktiv-och-forordningar/kommissionsforordningar-natkoder/natanslutning-av-generatorer-rfg.
[7] Energimarknadsinspektionen 2024, *Anslutning av förbrukare (DCC)*. Hämtat den 20 mars 2025 från: https://ei.se/bransch/eu-direktiv-och-forordningar/kommissionsforordningar-natkoder/anslutning-av-forbrukare-dcc.

HVDC

Elnät drivs i regel med växelström men i vissa speciella sammanhang – till exempel vissa utlandsförbindelser – kan ledningar drivas med likström. HVDC[8] anger krav som gäller för anslutning av system för högspänd likström och likströmsanslutna kraftparksmoduler (exempelvis vindkraftparker).

Syftet med HVDC är bland annat att ange regler för anslutning av system för högspänd likström och likströmsanslutna kraftparksmoduler, säkerställa berörda anläggningars förmåga att bidra till elsystemets funktion, samt säkerställa att elnätsföretagen utnyttjar förmågorna hos system för högspänd likström och likströmsanslutna kraftparksmoduler på ett lämpligt sätt.

Driftsäkerhet

Det finns två kommissionsförordningar som reglerar driften av elektriska system:

- Kommissionens förordning (EU) 2017/1485 av den 2 augusti 2017 om fastställande av riktlinjer för driften av elöverföringssystem (SO GL)
- Kommissionens förordning (EU) 2017/2196 av den 24 november 2017 om fastställande av nätföreskrifter för nödsituationer och återuppbyggnad avseende elektricitet (ER).

SO GL

Förordningen SO GL[9] anger minimikrav på systemansvariga för överföringssystem vad gäller driftsäkerhet i elnäten med avseende på exempelvis spänningsstabilitet, frekvenskvalitet och förmåga att hantera en oförutsedd störning. Med frekvenskvalitet menas att frekvensen inte ska avvika från ett antal parametrar i händelse av

[8] Energimarknadsinspektionen 2024, *Nätanslutning av system för högspänd likström (HVDC)*. Hämtat den 20 mars 2025 från: https://ei.se/bransch/eu-direktiv-och-forordningar/kommissionsforordningar-natkoder/natanslutning-av-system-for-hogspand-likstrom-hvdc.

[9] Energimarknadsinspektionen 2024, *Drift av elöverföringssystem (SO)*. Hämtat den 20 mars 2025 från: https://ei.se/bransch/eu-direktiv-och-forordningar/kommissionsforordningar-natkoder/drift-av-eloverforingssystem-so.

störning i elsystemet. I SO GL fastställs de olika systemdrifttillstånden. SO GL reglerar framför allt normaldrifttillstånd och skärpt drifttillstånd.

Syftet med SO GL är bland annat att säkerställa gemensamma krav och metoder för driftsäkerhet, främja gränsöverskridande samordning av systemdrift och driftplanering, samt säkerställa transparent och tillförlitlig information om driften.

Det är framför allt Svenska kraftnät, Ei, övriga systemansvariga, och ägare av vissa elproduktionsanläggningar och förbrukningsanläggningar som påverkas av SO GL. För Svenska kraftnät innebär bestämmelserna nya förutsättningar för planering och drift av det svenska transmissionsnätet. Reglerna i SO GL ersätter i många delar de frivilliga överenskommelser som tidigare fanns mellan de nordiska transmissionsnätsföretagen.

I SO GL anges hur systemansvariga för överföringssystem ska samordna driftsäkerheten i regionen. I varje region ska det finnas ett regionalt samordningscentrum (RCC). För Norden finns Nordic Regional Coordination Centre, med kontor i Köpenhamn.

Både Svenska kraftnät och andra systemansvariga behöver utbilda och certifiera personal till följd av förordningen. Då kraven på kompetens redan sedan tidigare är höga kommer det framför allt att handla om en formalisering och standardisering av kompetenskraven.

Systemansvariga för distributionssystem påverkas genom att SO GL förtydligar vad som ska gälla för informationsutbyte och samordning av informationsutbyte.

De aktörer som i första hand berörs av reglerna är systemansvariga för överföringssystem, systemansvariga för distributionssystem och betydande nätanvändare som större kraftproduktionsmoduler och förbrukningsanläggningar. Men även andra aktörer som till exempel de som tillhandahåller efterfrågeflexibilitet direkt till transmissionsnätet berörs.

ER

ER[10] beskriver minimikrav och principer för hur systemansvariga för överföringssystem ska hantera nöddrifttillstånd, nätsammanbrott och återuppbyggnadstillstånd.

Syftet med ER är bland annat att förebygga omfattande störning och nätsammanbrott, förhindra och förebygga att en incident sprids eller förvärras, samt möjliggöra en effektiv och snabb återuppbyggnad av elsystemet efter nätsammanbrott.

ER kompletterar SO GL dels med regler om vad som ska göras vid nöddriftstillstånd, nätsammanbrott och återuppbyggnadstillstånd, dels med regler som ska säkerställa informationsutbyte och kommunikation om något av de tre drifttillstånden skulle inträffa.

De aktörer som främst påverkas av ER är Svenska kraftnät, Ei, systemansvariga för distributionssystem och anläggningar som hjälper nätet att komma tillbaka till normaldrifttillstånd eller skärpt drifttillstånd.

Svenska kraftnät ska med anledning av ER ta fram planer – systemskyddsplan, återuppbyggnadsplan och provningsplan – och förslag till diverse metoder och villkor. Distributionsföretag och ägare av produktionsanläggningar och förbrukningsanläggningar påverkas genom att de deltar i arbetet med systemskyddsplan och återuppbyggnadsplan.

Marknadsfrågor

Det finns tre kommissionsförordningar som reglerar elmarknaden:

- Kommissionens förordning (EU) 2015/1222 av den 24 juli 2015 om fastställande av riktlinjer för kapacitetstilldelning och hantering av överbelastning (CACM)
- Kommissionens förordning (EU) 2016/1719 av den 26 september 2016 om fastställande av riktlinjer för förhandstilldelning av kapacitet (FCA)

[10] Energimarknadsinspektionen 2024, *Nödsituationer och återuppbyggnad (ER)*. Hämtat den 20 mars 2025 från: https://ei.se/bransch/eu-direktiv-och-forordningar/kommissionsforordningar-natkoder/nodsituationer-och-ateruppbyggnad-er.

- Kommissionens förordning (EU) 2017/2195 av den 23 november 2017 om fastställande av riktlinjer för balanshållning avseende el (EB).

CACM

CACM[11] syftar till att åstadkomma en gemensam dagen före- och intradagsmarknad i EU. CACM innehåller bestämmelser som ger systemansvariga för överföringssystem och de nominerade elmarknadsoperatörerna (Nemo) inom EU i uppdrag att ta fram metoder och villkor för sammankoppling av marknaden.

Syftet med CACM är bland annat att säkerställa att:

- tillgänglig överföringskapacitet beräknas samt tilldelas marknadskopplingen på ett samordnat och transparent sätt.
- tillhandahålla en icke-diskriminerande tillgång till kapacitet mellan elområden.
- korrekta elområden fastställs inom unionen.
- marknadsaktörernas köp- och säljbud skickas in till marknadskopplingen och matchas.
- nominerade elmarknadsaktörer inom EU kan konkurrera med varandra på lika villkor.
- kostnaderna som uppstår i samband med utvecklingen och driften av marknadskopplingen fördelas mellan berörda aktörer och medlemsstater på ett rimligt sätt.

FCA

FCA[12] syftar till att ge marknadens aktörer möjlighet att hantera ekonomiska risker vid handel av el mellan elområden. FCA handlar även om att optimera beräkning och tilldelning av långsiktig kapa-

[11] Energimarknadsinspektionen 2025, *Kapacitetstilldelning och hantering av överbelastning (CACM)*. Hämtat den 20 mars 2025 från: https://ei.se/bransch/eu-direktiv-och-forordningar/kommissionsforordningar-natkoder/kapacitetstilldelning-och-hantering-av-overbelastning-cacm.

[12] Energimarknadsinspektionen 2025, *Förhandstilldelning av kapacitet (FCA)*. Hämtat den 20 mars 2025 från: https://ei.se/bransch/eu-direktiv-och-forordningar/kommissionsforordningar-natkoder/forhandstilldelning-av-kapacitet-fca.

citet mellan elområden. FCA innehåller bestämmelser som ger systemansvariga för överföringssystem i uppdrag att ta fram metoder och villkor om prissäkringsprodukter och kapacitetstilldelning mellan elområden på förhandsmarknaderna.

Syftet med FCA är bland annat att säkerställa att marknadens aktörer har tillräckliga möjligheter att hantera ekonomiska risker från prisvariationer mellan elområden, att reglera förhandstilldelning av kapacitet mellan elområden och att upprätta en metod för att bestämma långsiktig kapacitet för överföring mellan elområden.

EB

Förordningen EB[13] sätter ramarna för en gemensam och välfungerande europeisk balansmarknad. De systemansvariga för överföringssystem i Europa ska säkerställa att det i driftskedet tillförs lika mycket el som förbrukas och för att göra det använder de balanstjänster. Balanstjänster – stödtjänster för balansering – är flexibel produktion eller förbrukning som de systemansvariga för överföringssystem köper av leverantörer. Handel med balanstjänster sker på balansmarknaden.

EB innehåller bestämmelser som ger de systemansvariga för överföringssystem inom EU i uppdrag att ta fram förslag till metoder och villkor för att uppnå syftet med EB.

Syftet med EB är bland annat att bestämma villkor och metoder för hur balanstjänster ska upphandlas och aktiveras, harmonisera avräkningen och därigenom incitamenten för de balansansvariga att bidra till balansen i elsystemet, samt upprätta gemensamma metoder och villkor för att reservera överföringskapacitet mellan elområden.

[13] Energimarknadsinspektionen 2025, *Balansförordningen (EB)*. Hämtat den 20 mars 2025 från: https://ei.se/bransch/eu-direktiv-och-forordningar/kommissionsforordningar-natkoder/balansforordningen-eb.

Elmarknadsförordningens bestämmelser om nätavgifter

För att främja en snabbare nätutveckling har bestämmelser om föregripande investeringar (*en: anticipatory investments*) förts in i elmarknadsförordningen i samband med revideringen 2024[14].

De nya bestämmelserna finns i artikel 18, som reglerar nätavgifternas utformning. I en svensk kontext får detta betydelse även för regleringen av nätföretagens intäkter genom intäktsramar. Tariffmetoderna ska avspegla de fasta kostnaderna för systemansvariga och ska beakta både kapital- och driftskostnader för att erbjuda tillräckliga incitament för systemansvariga på både kort och lång sikt, inklusive föregripande investeringar, för att öka effektiviteten, inklusive energieffektiviteten (artikel 18.2 a). Metoder för nättariffer ska ge systemansvariga incitament att säkerställa den mest kostnadseffektiva driften och utvecklingen av sina nät, inbegripet genom upphandling av tjänster. För detta ändamål ska tillsynsmyndigheter betrakta relevanta kostnader som berättigade, inbegripet kostnader med koppling till föregripande investeringar, och inkludera dessa kostnader i tariffer (artikel 18.8).

Långsiktig planering

Utöver kommissionsförordningarnas krav vid anslutning och drift så omfattas nätföretagen sedan några år även av striktare regler avseende den långsiktiga planeringen.

Nätutveckling

Bestämmelser om nätutvecklingsplaner för systemansvariga för distributionssystem finns i artikel 32.3–5 i elmarknadsdirektivet. Där står att utvecklingen av ett distributionssystem ska baseras på en transparent nätutvecklingsplan som den systemansvarige för distributionssystemet ska offentliggöra minst vartannat år och överlämna till tillsynsmyndigheten. Nätutvecklingsplanen ska skapa transparens vad gäller de flexibilitetstjänster som behövs på medellång och lång sikt, och ange planerade investeringar under de kom-

[14] Europaparlamentets och rådets förordning (EU) 2024/1747 av den 13 juni 2024 om ändring av förordningarna (EU) 2019/942 och (EU) 2019/943 vad gäller förbättring av utformningen av unionens elmarknad.

mande 5–10 åren. Särskild tonvikt ska läggas på den huvudsakliga distributionsinfrastruktur som krävs för att ansluta ny produktionskapacitet och ny last, inklusive laddinfrastruktur för elfordon. Nätutvecklingsplanen ska även omfatta användningen av efterfrågeflexibilitet, energieffektivitet, energilagringsanläggningar och andra resurser som den systemansvarige för distributionssystemet ska använda som ett alternativ till en utbyggnad av systemet. Bestämmelsen om krav på att upprätta nätutvecklingsplaner syftar till att underlätta integreringen av anläggningar som producerar el från förnybara energikällor. Vidare ska framtagandet av nätutvecklingsplaner främja utvecklingen av energilagringsanläggningar och elektrifieringen av transportsektorn och ge systemanvändarna tillräcklig information om väntade utbyggnader och uppgraderingar av nätet.[15]

Den systemansvarige för distributionssystemet ska samråda med alla berörda systemanvändare och med berörda systemansvariga för överföringssystemen om nätutvecklingsplanen. Den systemansvarige för distributionssystemet ska offentliggöra resultaten av samrådsprocessen tillsammans med nätutvecklingsplanen, och överlämna resultaten av samrådsprocessen tillsammans med nätutvecklingsplanen till tillsynsmyndigheten. Tillsynsmyndigheten får begära att planen ska ändras. Slutligen anges att medlemsstaterna får besluta att integrerade elföretag som har färre än 100 000 anslutna kunder inte behöver ta fram nätutvecklingsplaner.[16] Sverige har inte infört något sådant undantag, eftersom även ett litet elnät kan ha en strategisk betydelse i omställningen till en ny och förändrad elproduktion.[17]

De nationella bestämmelserna om nätutvecklingsplaner finns framför allt i 3 kap. 16 § ellagen, 13 och 14 §§ förordningen (2022:585) om elnätsverksamhet och Energimarknadsinspektionens föreskrifter och allmänna råd (EIFS 2024:1) om nätutvecklingsplaner. Ett distributionsnätsföretag ska vartannat år ta fram en plan för hur nätverksamheten ska utvecklas (nätutvecklingsplan), offentliggöra planen, och ge in planen till Ei. Nätutvecklingsplanen ska

[15] Skäl 61 direktivet.
[16] Energimarknadsinspektionen, *Ren energi inom EU – Ett genomförande av fem rättsakter*, Ei R2020:02 s. 366.
[17] Prop. 2021/22:153 s. 73.

- Innehålla en redogörelse av behovet av flexibilitetstjänster på medellång och lång sikt.
- Ange planerade investeringar under de kommande fem till tio åren. Betoning ska läggas på den huvudsakliga distributionsinfrastruktur som krävs för att ansluta ny produktionskapacitet och ny last.
- Redogöra för de resurser som ska användas som ett alternativ till en utbyggnad av elnätet.

Distributionsnätsföretag ska samråda med transmissionsnätsföretag och berörda systemanvändare när det tar fram en nätutvecklingsplan. Resultatet av samrådet ska offentliggöras tillsammans med nätutvecklingsplanen och överlämnas till Ei. Hur innehållet i distributionsnätsföretagens nätutvecklingsplaner kan göras tillgängligt i syfte att bidra till transparens och dialog i energiplaneringen beskrivs i en rapport[18] från Ei.

För systemansvariga för överföringssystem finns regler om nätutvecklingsplaner i elmarknadsförordningen. ENTSO-E[19] ska enligt artikel 31.1 b vartannat år anta och offentliggöra en icke-bindande unionsomfattande tioårig nätutvecklingsplan. För att bidra till det arbetet ska de systemansvariga för överföringssystem enligt artikel 34.1 inleda regionalt samarbete inom ramen för ENTSO-E. De ska särskilt offentliggöra en regional investeringsplan vartannat år, och får fatta investeringsbeslut baserade på denna regionala investeringsplan. Av artikel 48.1 framgår att den unionsomfattande nätutvecklingsplanen särskilt ska bygga på nationella investeringsplaner, med beaktande av de regionala investeringsplaner som avses i artikel 34.1.

Svenska kraftnät ska vartannat år med början 2023 upprätta en tioårig investeringsplan och lämna in planen till Ei, se 3 § 15 förordningen (2007:1119) med instruktion för Affärsverket svenska kraftnät och 3 kap. 18 § ellagen.

[18] Energimarknadsinspektionen, *Distributionsnätsföretagens nätutvecklingsplaner – Hur kan innehållet göras tillgängligt för att bidra till transparens och dialog i energiplaneringen?* Ei R2024:07.

[19] European Network of Transmission System Operators; en organisation för europeiska systemansvariga för överföringssystem.

5.1.3 Den energipolitiska inriktningspropositionen

Politiken har höga förväntningar på hur elsystemets aktörer ska bidra till att de energipolitiska målen nås. Detta ligger också delvis i linje med de nya reglerna i elmarknadsförordningen om föregripande investeringar och ökade krav på att offentliggöra information om tillgänglig kapacitet, samt vilka flexibilitetsbehov som föreligger med hög rumslig noggrannhet.

I regeringens proposition Energipolitikens långsiktiga inriktning (prop. 2023/24:105) föreslås ett planeringsmål uttryckt som att ”planeringen av det svenska elsystemet ska ge förutsättningar att leverera den el som behövs för en ökad elektrifiering och för att möjliggöra den gröna omställningen”. Regeringen föreslår också ett leveranssäkerhetsmål uttryckt som att ”det svenska elsystemet ska ha förmågan att leverera el där efterfrågan finns, i rätt tid och i tillräcklig mängd, i den utsträckning det är samhällsekonomiskt effektivt. Omotiverade hinder i elsystemet ska undanröjas för att skapa förutsättningar för en effektiv marknad som främjar konkurrenskraftiga priser”. Förslagen i propositionen antogs av riksdagen den 29 maj 2024.

5.1.4 Nulägesbeskrivning av systemansvaret

I samband med omregleringen av elmarknaden på 1990-talet separerades ägandet av transmissionsnätet från regionnätet och lokalnätet vilket innebär att 70–130-kilovoltnäten, samt vissa delar av 220-kilovoltnätet, i dag ägs, drivs och utvecklas av andra aktörer än Svenska kraftnät.[20] En konsekvens av detta är att det är systemansvariga för distributionssystem och inte den systemansvarige för överföringssystem som räknas som berörd systemansvarig för dessa nät. Detta förhållande är centralt för att förstå problematiken kring olika systemansvarsroller i Sverige.

Av de cirka 40 systemansvariga för överföringssystem i Europa är Svenska kraftnät en av fyra systemansvariga för överföringssystem som inte innehar, driver eller utvecklar nät inom spänningsintervallet

[20] En annan aspekt är att Sverige har långa nät på 70–130 kilovolt eftersom geografin kräver en högre spänning för att transportera den regionala kraften. Med lägre spänning skulle de regionala näten ha för stora spänningsfall och höga nätförluster. Ett nät i Sverige på 70 kilovolt kan motsvara ett nät i till exempel Tyskland på 40 kilovolt mätt utifrån mängden ansluten MW per kilometer ledningsnät (skrivelse från Andreas Westberg den 13 februari 2025).

70–130 kilovolt. Övriga systemansvariga för överföringssystem innehar, driver och utvecklar nät inom detta spänningsintervall.[21]

Vid tillämpningen av EU rätten utgör dessa nät i andra länder en del av överföringssystemet, medan de i Sverige legalt sett räknas som distributionssystem. Detta är en viktig orsak till att den nu gällande svenska regleringen om systemansvar, enligt utredningsdirektiven, är otydlig när det gäller roller och ansvar.

För att konkretisera dessa otydligheter beskrivs här översiktligt ett antal problemområden som behöver hanteras genom ett förtydligande av roller och ansvar. Vi återkommer med mer detaljerade beskrivningar i avsnitt 5.5 och 6.3.2.

Drift av överföringssystem och distributionssystem

Beskrivning: EU-rätten innehåller detaljerade krav för hur driftsäkerheten i de sammanlänkade överföringssystemen ska kunna fastställas i olika situationer, så kallade systemdrifttillstånd[22]. Motsvarande reglering kring driftsäkerhet för distributionssystem saknas, och driftsäkerheten regleras därför enligt nationell rätt Det skapar praktiska skillnader och en otydlighet mellan hur Svenska kraftnät som systemansvarig för överföringssystemet hanterar överföringssystemet jämfört med hur de systemansvariga för distributionssystem hanterar distributionssystemen. Det gäller särskilt de distributionssystem som har maskade sammankopplingar till andra system.[23]

Vidare saknas en nationell reglering kring krav på koordinering av avbrott i distributionssystemen som enbart påverkar driftsäkerheten i Sverige, men som inte påverkar driftsäkerheten inom kontrollområden i andra länder.

Konsekvens: Praktiska skillnader leder till ett mindre driftsäkert och mindre effektivt utnyttjat elsystem.

Avsaknaden av nationell reglering om koordinering av avbrott i distributionssystem påverkar Svenska kraftnäts förmåga (i rollen som systemansvarig för överföringssystem) att kunna samordna avbrottsplaneringen på ett ändamålsenligt sätt.

---

[21] Svenska kraftnät. Problembeskrivning systemansvar. Promemoria till Elmarknadsutredningen den 29 juli 2024, s. 4.
[22] Det finns fem definierade systemdrifttillstånd för överföringssystemet enligt SO GL: normaldrifttillstånd, skärpt drift, nöddrift, nätsammanbrott och återuppbyggnad.
[23] Svenska kraftnät. Problembeskrivning systemansvar. Promemoria till Elmarknadsutredningen den 29 juli 2024.

Berört regelverk: SO GL, ER, ellagen och EIFS 2023:3.
Se vidare avsnitt: 5.5.3 och 6.3.2.

Kravställning på anläggningar som ansluter till elsystemet

Beskrivning: Att 70–130-kilovoltnäten samt delar av det maskade 220-kilovoltnätet i Sverige legalt sett inte är en del av överföringssystemet utan i stället definieras som distributionssystem innebär legalt sett att:

- Storskaliga produktions- och förbrukningsanläggningar i Sverige har av historiska skäl generellt inte anslutits till överföringssystemet, utan till distributionssystemen
- Majoriteten av de distributionssystem som ansluts till överföringssystemet i Sverige är förhållandevis stora, drivs som maskade nät (vid normal drift har de minst två anslutningspunkter till överföringssystemet) och har förhållandevis stor påverkan på driftsäkerheten i överföringssystemet.

Det krävs en omfattande samordning mellan systemansvarig för överföringssystem och de systemansvariga för distributionssystem till vilka storskaliga produktions- och förbrukningsanläggningar ansluts. Till detta kommer att många aktörer som är systemansvariga för distributionssystem i viss mån saknar kompetens och resurser för att fastställa, samordna och validera kravuppfyllnaden.

Konsekvens: Påverkar Svenska kraftnäts möjligheter att säkerställa driftsäkerheten, upprätthålla överföringskapaciteten och kostnadseffektiviteten i överföringssystemet.

Berört regelverk: RfG, DCC, HVDC.
Se vidare avsnitt: 5.5.2.

Datautbyte och modellering

Beskrivning: Ansvarsfördelningen mellan berörda aktörer är otydlig. Det är också en utmaning att fastställa en effektiv ordning för hur data ska utbytas givet att systemansvariga för distributionssystem inte är en homogen grupp.

Ett fungerande datautbyte förutsätter att det finns information om elsystemet som samlas in och modelleras på ett standardiserat och representativt sätt. Systemansvariga för distributionssystem har ofta bristande resurser för modellering och modellutbyte.[24]

Konsekvens: Påverkar drift och planering för både systemansvariga för överföringssystem och systemansvariga för distributionssystem. Om nätföretag ska maximera utnyttjandet av nätet, genom att exempelvis minska sina säkerhetsmarginaler, krävs en mer högupplöst bild av nuvarande belastning och spänningskvalitet i realtid. Digitaliseringens bidrag till ökad observerbarhet och datainhämtning är en nyckel till ett effektivt nätutnyttjande.

Berört regelverk: SO GL.

Se vidare avsnitt: 5.5.3.

Flexibilitet (Nya EU-krav)

I december 2022, efter en formell begäran från EU-kommissionen, lämnade Acer[25] in en icke-bindande ramriktlinje för utformandet av en ny kommissionsförordning om efterfrågeflexibilitet inklusive aggregering och energilagring till EU-kommissionen (Network Code Demand Response, NC DR). Förordningen kommer att vara direkt bindande för varje medlemsstat och förväntas att träda i kraft tidigast i slutet av 2025.

Enligt förslaget ska:

- det finnas en etablerad samarbetsprocess mellan systemansvariga för överföringssystem och systemansvariga för distributionssystem i respektive medlemsland, och
- en rad olika nationella metoder och villkor tas fram gemensamt av Svenska kraftnät och de systemansvariga för distributionssystem i Sverige.

[24] Svenska kraftnät. Problembeskrivning systemansvar. Promemoria till Elmarknadsutredningen den 29 juli 2024.

[25] The European Union Agency for the Cooperation of Energy Regulators, en byrå för samarbete mellan EU:s tillsynsmyndigheter inom energiområdet.

Ansvaret gentemot befintliga kunder vid kapacitetsbrist

Beskrivning: Kapacitetsbrist i elnäten är ett relativt nytt fenomen i Sverige. Det har väckt frågor om vilket ansvar systemansvarig för distributionssystem har gentemot befintliga kunder vid kapacitetsbrist till följd av nyanslutningar till nätet. Enligt Ei[26] finns det inget i nuvarande lagstiftning som ger nätföretag rätt att ensidigt sänka den avtalade effekten med hänvisning till kapacitetsbrist eller till att den lokala kapacitetssituationen har försämrats. Energiföretagen Sverige[27] anser att den systemansvarige för distributionssystem inte kan göras ansvarig för händelser som ligger utanför dess kontroll. Ett exempel är när en betydande elproduktionsanläggning lägger ner ned, eller kraftigt minskar sin produktion, och abonnemanget gentemot överliggande nät inte kan ökas p.g.a. begränsningar i överliggande nät.

Konsekvens: Ansvaret för att hantera framtida kapacitetsbrist p.g.a. nedlagd produktion eller förbrukning påverkar vem som ska finansiera och genomföra åtgärder. Ett otydligt ansvar kan också leda till att åtgärder försenas eller inte vidtas.

Berört regelverk: ellagen.

Långsiktig planering

Beskrivning: Samtliga systemansvariga ska driva sin verksamhet på ett affärsmässigt sätt. Svenska kraftnät har genom sin instruktion dessutom ett fokus på samhällsekonomisk kostnadseffektivitet. Därtill påverkas de systemansvariga för distributionssystem mer av intäktsramsregleringen än Svenska kraftnät som är bundet av sitt avkastningskrav. Sammantaget kan dessa faktorer påverka förutsättningarna för systemansvariga för distributionssystem och Svenska kraftnät att tillsammans planera och investera i nätlösningar som är samhällsekonomisk kostnadseffektiva i stort, men som enligt nuvarande elnätsreglering minskar intäktsramen för den systemansvarige för distributionssystem via minskad kapitalbas. Planering av distributionssystem, inklusive distributionssystem som har signifikant påverkan på driftsäkerhet och kapacitet i överföringssystemet, utförs

[26] Energimarknadsinspektionen. *Kapacitetsutmaningen i elnäten*. Ei R2020:06.
[27] Energiföretagen Sverige, presentation vid möte mellan Elmarknadsutredningen och Energiföretagen den 9 november 2024.

därför delvis med en annan legal målbild och med andra drivkrafter än motsvarande planering av överföringssystem. Även det omvända kan gälla genom att investeringar i överföringssystemet syftar till att såväl öka den överföringskapacitet som kan allokeras till elmarknaden som att möjliggöra nyanslutning i gränspunkterna till regionnäten.

Konsekvens: Kan leda till suboptimal nätutformning och i förlängningen ha en påverkan på samhällsekonomisk effektivitet och miljöpåverkan,

Berört regelverk: elmarknadsdirektivet och ellagen.

Elberedskap och höjd beredskap

Beskrivning: Enligt elberedskapslagen (1997:288) är elproducenter, elhandlare och nätföretag skyldiga att anmäla förändringar, rapportera störningar, upprätta risk- och sårbarhetsanalyser samt vidta beredskapsåtgärder. Samtidigt är Svenska kraftnät, som Sveriges elberedskapsmyndighet, ansvarig för att samordna och stärka elförsörjningens beredskap för att hantera allvarliga störningar som kan påverka samhället. Detta inkluderar att genomföra beredskapsåtgärder och säkerställa att det finns resurser för att hantera kriser i elförsörjningen. Som behörig myndighet för el ansvarar Energimyndigheten för att samordna och utveckla samhällets krisberedskap inom energisektorn. Detta inkluderar att genomföra risk- och sårbarhetsanalyser, bedriva omvärldsbevakning samt stödja andra aktörer inom sektorn.

Flera sektorer utöver energibranschen har ett eget ansvar att säkerställa sin elförsörjning, särskilt de som ansvarar för kritisk infrastruktur, sjukvård, livsmedelsförsörjning, it, finansiella tjänster och samhällsskydd och försvar. Detta görs ofta genom reservkraft, redundanta system och beredskapsplaner.

Svenska kraftnät uppger att systemansvariga för distributionssystem har ett långtgående eget ansvar för driftsäkerhet och leveranssäkerhet enligt nuvarande lagstiftning. Utrymmet är stort för dem att själv tolka vilka åtgärder de är ålagda att genomföra, eller vilken förmåga de måste ha utifrån sitt samhällsuppdrag inom elförsörjningen (Svenska kraftnät, 2024)[28]. Samtidigt uppger represen-

[28] Svenska kraftnät. Problembeskrivning systemansvar. Promemoria till Elmarknadsutredningen den 29 juli 2024.

tanter för systemansvariga för distributionssystem att Elberedskapsmyndigheten Svenska kraftnät saknar ett strukturerat arbetssätt när de prioriterar och beslutar om hur beredskapsmedel fördelas för att stärka elberedskapen i lokal- och regionnät.

Konsekvens: Olika standarder tillämpas för exempelvis redundans, uthållighet och robusthet beroende på var man befinner sig geografiskt i elnätet. Detta påverkar vilka förväntningar som elförbrukaren kan ha på sin elanslutning men också vilka förväntningar samhället kan ha på elförsörjningen i stort i händelse av fredstida krissituationer och höjd beredskap.

Berörd nätkod/lagstiftning: Europaparlamentets och rådets förordning (EU) 2019/941 av den 5 juni 2019 om riskberedskap inom elsektorn och om upphävande av direktiv 2005/89/EG, lagen (1992:1403) om totalförsvar och höjd beredskap, elberedskapslagen (1997:288), ellagen, lagen (2006:544) om kommuners och regioners åtgärder inför och vid extraordinära händelser i fredstid och höjd beredskap, elsäkerhetslagen (2016:732), säkerhetsskyddslagen (2018:585), lagen (2018:1174) om informationssäkerhet för samhällsviktiga och digitala tjänster.

Se vidare avsnitt: 6.3 och 6.9.

5.1.5 Slutsatser

Utbyggnad av elnät är traditionellt förknippat med långa ledtider och stora investeringar. Det finns mot denna bakgrund anledning att undersöka vilka alternativ som står till buds för att frigöra kapacitet i elnäten, både på kort och lång sikt. Det elsystem som är under framväxt, med mer aktiva nätkunder som agerar som såväl förbrukare som mikroproducenter, utmanar den rådande föreställningen om ett överdimensionerat elnät (*fit and forget*) till ett mer kostnadseffektivt elnät som nyttjas mer effektivt och närmare dess fysikaliska gränser (*flex or regret*).[29]

Utvecklingen kan beskrivas som en övergång från ett läge där nätföretaget väljer nätutbyggnad som ett förstahandsalternativ till att det i stället i första hand väljer det mest kostnadseffektiva alternativet – vilket kan vara att utnyttja flexibla resurser – och arbetar proaktivt. Omställningen innebär stora utmaningar för nätföreta-

[29] Sonnsjö (2024).

gen. Systemansvaret utgör då inte längre enbart det driftansvar som ingår i att bedriva nätverksamhet, utan innebär därutöver att samverka med andra systemansvariga vid anslutning av anläggningar, en aktiv drift av nätet med högt resursutnyttjande och den långsiktiga planeringen av systemet. Systemansvaret handlar om en tydligare och mer formaliserad utveckling av nätföretagens ansvar där de förväntas arbeta mer proaktivt, strategiskt, digitaliserat och koordinerat. Målet är att säkerställa ett elsystem som både är robust och flexibelt, och som kan möta framtida utmaningar såsom ökat behov av el och nätkapacitet, nya produktions- och förbrukningsmönster och ökad integrering av förnybar energi.

Denna rollförändring ställer högre krav på kompetens än vad som hittills har krävts av nätföretag. Genomgången av kommissionsförordningarna och EU-rättens reglering av den långsiktiga nätplaneringen visar att systemansvaret i dag är mer omfattande än vad som hittills har fått anses ingå i ellagens definition av nätverksamhet.

Precis som anges i utredningens direktiv motiverar den snabba pågående elektrifieringen, liksom den ökande mängden direkt tillämpliga EU-rättsakter, att i lagstiftningen införa en tydlig ansvarsfördelning, bland annat genom en enhetlig terminologi.

Vidare förutsätter elektrifieringen en högre grad av samverkan och planering mellan olika aktörer. Det finns därför ett behov av att i ellagen tydliggöra det utvecklade systemansvaret utifrån kraven på anslutning och att löpande anpassa och mer effektivt utnyttja kapaciteten.

5.2 Vem är systemansvarig?

I föregående avsnitt konstaterar utredningen att den pågående elektrifieringen och den ökande mängden direkt tillämpliga EU-rättsakter motiverar att i lagstiftningen införa en tydlig ansvarsfördelning, bland annat genom en enhetlig terminologi.

Enligt utredningen kan det självfallet uppstå problem om de definitioner som används i elmarknadsdirektivet inte används i nationell rätt, eftersom elmarknadsförordningen samt övriga EU-förordningar inom området (bland annat kommissionsförordningar) i stor utsträckning använder samma definitioner som i elmarknadsdirektivet. Vid tillämpningen av EU-förordningar gäller i så fall således elmarknads-

direktivets definitioner även om andra definitioner används i nationell svensk rätt. Samma definition kan då få olika innebörd beroende på vilken rättsakt som tillämpas. Det finns också direkt tillämpliga definitioner i de flesta förordningar, vilket stärker skälen att vid genomförandet av elmarknadsdirektivet i Sverige inte bygga upp en parallell svensk begreppsstruktur som riskerar att stå i strid med EU-definitionerna.

5.2.1 Vem är systemansvarig enligt EU-rätten?

Det finns, som redan sagts, ingen självständig definition av vem som är systemansvarig i EU:s rättsakter. En systemansvarig för överföringssystem är definierad[30] som en fysisk eller juridisk person som ansvarar för drift och underhåll och, vid behov, utbyggnad av överföringssystemet inom ett visst område och, i tillämpliga fall, dess sammanlänkningar till andra system och för att säkerställa att systemet på lång sikt kan uppfylla rimliga krav på överföring av el. Med överföring avses[31] transport av el i sammanlänkade system med högspänningsnät samt nät med extra hög spänning för tillhandahållande till slutkunder eller distributörer, men inte leverans.

På motsvarande sätt är en systemansvarig för distributionssystem definierad[32] som en fysisk eller juridisk person som ansvarar för drift, säkerställande av underhåll av och, vid behov, utbyggnad av distributionssystemet inom ett visst område och, i tillämpliga fall, dess sammanlänkningar till andra system och för att säkerställa att systemet på lång sikt kan uppfylla rimliga krav på distribution av el. Med distribution avses[33] transport av el i system med högspännings-, mellanspännings- och lågspänningsnät för tillhandahållande till kunder, men inte leverans. EU-domstolen har uttalat[34] att inga ytterligare särskiljningskriterier kan anges för att reglera vad som är en systemansvarig eller ett system, utöver kriterierna i elmarknadsdirektivet för att definiera begreppet distributionssystem: spänningsnivå och kategori av kunder åt vilken elen överförs.

[30] Artikel 2.35 i elmarknadsdirektivet.
[31] Artikel 2.34 i elmarknadsdirektivet.
[32] Artikel 2.29 i elmarknadsdirektivet.
[33] Artikel 2.28 i elmarknadsdirektivet.
[34] EU-domstolens dom (femte avdelningen) den 28 november 2024 i mål C-293-23.

Utifrån elmarknadsdirektivets definitioner av systemansvarig för distributionssystem respektive överföringssystem går det, genom de gemensamma skrivningarna, att åtminstone delvis utläsa en definition av systemansvarig. I EU-rättsakter (elmarknadsdirektivet och elmarknadsförordningen med tillhörande kommissionsförordningar samt domar från EU-domstolen) innebär begreppet systemansvarig den som har ansvaret för drift, säkerställande av underhåll av och utbyggnad av ett system inom ett visst område och dess sammanlänkningar till andra system och för att säkerställa att systemet på lång sikt kan uppfylla rimliga krav på transport av el[35]. I ansvaret för systemansvariga för överföringssystem ingår att möjliggöra de flöden som uppstår till följd av marknadskopplingen. Detta ansvar regleras genom EU-lagstiftning.

Artikel 52 i elmarknadsdirektivet innehåller regler om utnämning och certifiering av systemansvariga för överföringssystem. Artikel 30 i elmarknadsdirektivet innehåller bestämmelser om utnämning av systemansvariga för distributionssystem. Medlemsstaterna ska utse, eller ålägga företag som äger eller är ansvariga för distributionssystem att utse, en eller flera systemansvariga för distributionssystem, för en tid som medlemsstaterna själva bestämmer med beaktande av effektivitet och ekonomisk balans. Det finns däremot inga EU-rättsliga regler om certifiering av systemansvariga för distributionssystem.

5.2.2 Vem är systemansvarig enligt svensk rätt?

I andra språkversioner av EU:s rättsakter än den svenska används inte termen systemansvarig. Det ord som används är ”operatör” för transmissionssystem respektive distributionssystem, medan ledet ”system” enbart är kopplat till anläggningen: överföringssystem respektive distributionssystem.[36] Den svenska EU-terminologin avviker således från andra språk.

I nationell svensk rätt används inte heller i dag ordet systemansvarig för att beskriva det som inom EU-rätten benämns systemansvarig[37]. Begreppen systemansvar och systemansvarig förekommer i den nationella ellagstiftningen, men med en annan innebörd än

[35] Jfr det ansvar som ett nätföretag har enligt 3 kap. 1 § ellagen.
[36] Jfr en: operator; fr: gestionnaire; ty: Betreiber; sp: gestor; it: gestore; da: operatør.
[37] Se dock 7 § förordningen om det nationella elsystemet.

vad som följer av EU-lagstiftningen. Systemansvarig är i den nationella lagstiftningen en myndighetsfunktion. Av 8 kap. 1 § ellagen med rubriken *Övergripande systemansvar* framgår att den myndighet som regeringen bestämmer har det övergripande ansvaret för att elektriska anläggningar samverkar driftsäkert så att balans inom hela eller delar av landet kortsiktigt upprätthålls mellan produktion och förbrukning av el (systemansvarig myndighet). Att denna myndighet är Svenska kraftnät framgår i sin tur av 6 § förordningen (2023:241) om det nationella elsystemet. Vad det övergripande systemansvaret innebär framgår främst av 8 kap. 1–8 §§ ellagen samt 9–16 §§ förordningen om det nationella elsystemet.

För det som motsvarar begreppet systemansvarig i EU-rätten har svensk nationell rätt följande uppdelning. Enligt 1 kap. 4 § ellagen är ett nätföretag den som med stöd av nätkoncession ställer en starkströmsledning till förfogande för överföring av el för någon annans räkning och vidtar de åtgärder som behövs för överföringen. Nätföretag delas i sin tur i ellagen in i transmissionsnätsföretag och distributionsnätföretag. Ett transmissionsnätsföretag är ett nätföretag som innehar en ledning som ingår i ett transmissionsnät, dvs. ett tekniskt och driftsmässigt sammanhängande ledningsnät som har en spänning om 220 kilovolt eller mer, sträcker sig över flera nätregioner i Sverige och länkar samman det nationella elnätet med elnät i andra länder, se figur 3.4 i avsnitt 3.2. Ett distributionsnätsföretag är däremot ett nätföretag som innehar ett lokalnät[38] eller ett regionnät[39], se figur 3.5 i avsnitt 3.2.

Nätverksamheten regleras närmare av bland annat 3–6 kap. ellagen, förordningen om elnätsverksamhet och förordningen (1999:716) om mätning, beräkning och rapportering av överförd el, samt Ei:s föreskrifter.

Sammanfattningsvis motsvaras det som inom EU-rätten kallas systemansvarig (operatör) i den svenska ellagstiftningen närmast av begreppet nätföretag, medan begreppet systemansvarig i den nationella lagstiftningen är en myndighetsfunktion med det övergripande ansvaret för att elektriska anläggningar samverkar driftsäkert, så att balans inom hela eller delar av landet kortsiktigt upprätthålls mellan produktion och förbrukning av el.

[38] Ett ledningsnät som omfattas av en nätkoncession för område utan en lägsta tillåtna spänning.
[39] En ledning eller ett ledningsnät som inte ingår i ett transmissionsnät och som omfattas av en nätkoncession för linje eller av en nätkoncession för område med en lägsta tillåtna spänning.

En särskild omständighet som har bidragit till att det införts delvis andra begrepp, eller att begrepp har fått annan betydelse i svensk rätt, är att elnätet i Sverige är indelat i tre nivåer: transmissionsnät (220–400 kilovolt), regionnät (huvudsakligen 40–130 kilovolt) och lokalnät (huvudsakligen upp till 24 kilovolt). Av cirka 40 systemansvariga för överföringssystem i Europa är Svenska kraftnät en av fyra som inte innehar, driver eller utvecklar nät inom spänningsintervallet 70–130 kilovolt[40]. Övriga systemansvariga för överföringssystem innehar, driver och utvecklar nät inom detta spänningsintervall. Vid tillämpningen av EU-rätten utgör dessa nät i andra länder en del av överföringssystemet, medan de i Sverige legalt sett räknas som distributionssystem.

Systemansvarig för överföringssystem

Även termen systemansvarig för överföringssystem infördes i den europeiska elmarknadslagstiftningen i samband med omregleringen av elmarknaden och genom Europaparlamentets och rådets direktiv 96/92/EG av den 19 december 1996 om gemensamma regler för den inre marknaden för el.[41] En viktig utgångspunkt när elmarknadsdirektivet genomfördes i Sverige var att överföringssystemet i Sverige är det stamnät, numera transmissionsnät, som förvaltas av Svenska kraftnät.[42] Beträffande direktivets krav på att medlemsstaten ska utse en systemansvarig för överföringssystemet konstaterar regeringen att begreppet systemansvarig här delvis har en annan innebörd än vad begreppet har i 8 kap. 1 § andra stycket ellagen. I ellagen definieras begreppet som ”det övergripande ansvaret för att elektriska anläggningar samverkar driftsäkert så att balans inom hela eller delar av landet kortsiktigt upprätthålls mellan produktion och förbrukning av el”. Direktivets innebörd av begreppet systemansvarig är att denne ska ansvara för drift och underhåll och, om nödvändigt, utveckling av överföringssystemet och dess länkar till andra system för att garantera försörjningstrygghet. Det rör sig alltså enligt regeringen, till skillnad från rollen som systemansvarig myndighet, om en driftansvarig. Regeringen konstaterade sammanfattningsvis att

[40] Svenska kraftnät. Problembeskrivning systemansvar. Promemoria till Elmarknadsutredningen den 29 juli 2024, s. 4.
[41] Dir. 2024:12.
[42] Prop. 1997/98:159 s. 21–22.

uppgiften som systemansvarig för överföringssystemet fullgörs, som nyss nämnts, av Svenska kraftnät.

Med det tredje elmarknadsdirektivet, direktiv 2009/72/EG, infördes nya krav på systemansvarig för överföringssystem. I förarbetena[43] för genomförandet konstaterade regeringen att Svenska kraftnät fyller rollen som systemansvarig för överföringssystem och omfattas därmed av elmarknadsdirektivets krav på effektiv åtskillnad och certifiering. Regeringen fortsätter[44] med att i ellagen föreslå begreppet ”stamnätsföretag” för systemansvarig för direktivets ”systemansvarig för överföringssystem” eftersom de nya kraven i fråga om systemansvariga för överföringssystem motiverar att det av lagtexten klart framgår vilken aktör det är som avses. Det bör därför enligt regeringens mening för tydlighetens skull införas en särskild benämning på den aktör som träffas av elmarknadsdirektivets krav på en systemansvarig för överföringssystemet. Det är även viktigt att klart skilja på Svenska kraftnäts egenskaper som systemansvarig för överföringssystem respektive som systemansvarig myndighet. Med hänsyn till det etablerade språkbruket inom elbranschen i Sverige ansåg regeringen att ”stamnätsföretag” var en lämplig beteckning. Den som innehar nätkoncession för stamnätet skulle i Sverige betraktas som systemansvarig för överföringssystemet i elmarknadsdirektivets mening. Regeringen anför också att det måste framgå av lagstiftningen vilka skyldigheter ett stamnätsföretag har. I Sverige är sådana skyldigheter som anges i elmarknadsdirektivet, bland annat ansvaret för nätdriften, knutna till innehavet av nätkoncession.

I samband med att begreppet ”stamnät” ersattes med ”transmissionsnät” konstaterade regeringen[45] att det finns skäl att använda en annan term än ”stamnätsföretag” för den som är systemansvarig för överföringssystemet. Av förarbetena framgår vidare att när elmarknadsdirektivet genomfördes i Sverige utgick regeringen från att det var Svenska kraftnät som fyllde rollen som systemansvarig för överföringssystem. Det fanns därmed enligt regeringen utrymme för att, med beaktande av svenska förhållanden, tydligare ange vilket företag det är som avses utan att detta innebar någon skillnad i sak. Genom ett sådant förtydligande kunde också klargöras att det rätts-

[43] Prop. 2010/11:70 s. 99.
[44] Prop. 2010/11:70 s. 99.
[45] Prop. 2017/18:237 s. 33–34.

ligt sett finns utrymme för mer än en systemansvarig för överföringssystem i Sverige.

Samtidigt med att begreppet transmissionsnät infördes i ellagen anförde regeringen[46] att bestämmelser om transmissionsnät i framtiden endast bör gälla sådana ledningar med en spänning om 220 kilovolt eller mer som används för transmission[47]. Regeringen ansåg det angeläget att ett förtydligande i denna fråga kommer till stånd i samband med att ändringar görs i ellagens bestämmelser om intäktsram för nätverksamhet och överklagande. Regeringen ansåg inte att det fanns skäl för att frångå den bedömning som tidigare gjorts när det gäller överföringssystemet i Sverige. Regeringen ansåg därför att transmissionsnät borde definieras som ett tekniskt sammanhängande ledningsnät, som har en spänning om 220 kilovolt eller mer, sträcker sig över flera regioner i Sverige och länkar samman det nationella elnätet med elnät i andra länder. Ordet ”region” ansågs ha en så pass vedertagen mening att det gick att använda i den aktuella definitionen utan att preciseras ytterligare.

När det nuvarande elmarknadsdirektivet skulle genomföras utredde Ei rollen som systemansvarig.[48] Ei konstaterade att definitionen av systemansvarig för överföringssystem även innefattar den som driver en sammanlänkning till andra system, i de fall det inte är fråga om en regionledning. Detta innebär att fler aktörer än Svenska kraftnät skulle kunna komma ifråga som systemansvariga för överföringssystem, även om de inte är certifierade som sådana i Sverige. Ei ansåg att begreppet systemansvarig för överföringssystem borde införas i svensk rätt. Det var enligt Ei angeläget att även Sverige använder den terminologi som används i stora delar av övriga Europa. Till detta kommer att begreppet systemansvarig för överföringssystem används i till exempel elmarknadsförordningen som är direkt tillämplig i medlemsstaterna. Ei ansåg[49] även att begreppet systemansvarig för distributionssystem borde definieras och användas i ellagen.

[46] Prop. 2017/18:237 s. 32–33.
[47] Transmission är enligt ellagens definition överföring av el för någon annans räkning genom ett tekniskt och driftsmässigt sammanhängande ledningsnät som har en spänning om 220 kilovolt eller mer, sträcker sig över flera nätregioner i Sverige och länkar samman det nationella elnätet med elnät i andra länder.
[48] Ei R2020:02 s. 384.
[49] Ei R2020:02 s. 354.

Regeringens förslag[50] om genomförande innebar inte en ändrad terminologi i enlighet med Ei:s förslag, men ledde till att distributionsnätsföretag definierades i ellagen. Termen nätföretag kom i ellagstiftningen även i fortsättningen att användas i fråga om alla företag som är systemansvariga i elmarknadsdirektivets mening, både distributionsnätsföretag och transmissionsnätsföretag. Beteckningen distributionsnätsföretag kom i ellagen att omfatta samtliga nätföretag som inte är transmissionsnätsföretag. I sak innebar förslaget i denna del inte någon ändring. Det infördes alltså inte ett särskilt systemansvar. Även rollfördelningen mellan distributionsnätsföretagen och transmissionsnätsföretagen förblev oförändrad.

Tidigare bedömningar[51] kvarstår i förarbetena när 8 kap. ellagen ändrades 2022. Där står att Svenska kraftnät är systemansvarig myndighet och har i den egenskapen det övergripande ansvaret för att elektriska anläggningar samverkar driftsäkert så att balans inom hela eller delar av landet kortsiktigt upprätthålls mellan produktion och förbrukning av el. Det övergripande systemansvaret omfattar hela det nationella elsystemet, dvs. transmissionsnätet inklusive utlandsförbindelser, regionnäten och lokalnäten samt till näten anslutna anläggningar (prop. 1996/97:136 s. 169). Det som avses är alltså inte samma sak som det ansvar som ligger på Svenska kraftnät i dess egenskap av systemansvarig för överföringssystemet (transmissionsnätsföretag) enligt elmarknadsdirektivet. Den systemansvarige för överföringssystemet enligt direktivet ansvarar för drift och underhåll och, vid behov, utbyggnad av överföringssystemet (transmissionsnätet) inom ett visst område och, i tillämpliga fall, dess sammanlänkningar till andra system och för att säkerställa att systemet på lång sikt kan uppfylla rimliga krav på överföring av el. Det som avses är alltså den som ansvarar för driften av ett transmissionsnät.

Av 6 § förordningen om det nationella elsystemet framgår att Svenska kraftnät ska vara systemansvarig myndighet enligt 8 kap. 1 § ellagen. Av 7 § framgår att Svenska kraftnät ska fullgöra de uppgifter som ligger på systemansvariga för överföringssystem enligt direktiv (EU) 2019/944, i den ursprungliga lydelsen.

[50] Prop. 2021/22:153 s. 50.
[51] Prop. 2022/23:59 s. 47–48.

Sammanlänkning

Enligt artikel 2.1 i elmarknadsförordningen är en sammanlänkning en överföringsledning som passerar eller sträcker sig över en gräns mellan medlemsstater och som kopplar samman medlemsstaternas nationella överföringssystem. Tysklands högsta domstol, Bundesgerichtshof, har beträffande starkströmskabeln Baltic Cable mellan Sverige och Tyskland funnit[52] att den som driver en anslutningsledning mellan två överföringsnät är systemansvarig för ett överföringssystem, även om företaget inte ansvarar för driften av andra delar av de anslutna näten. Även EU-domstolen[53] har i ett mål om intäkter från överbelastning (flaskhalsintäkter) funnit att Baltic Cable AB är en systemansvarig för överföringssystem. Detta sakförhållande kommer utredningen att beakta i det följande både vad avser definitioner i avsnitt 5.2.4 och certifiering i avsnitt 5.3.2.

Systemansvarig för distributionssystem

Termen systemansvarig för distributionssystem infördes i den europeiska elmarknadslagstiftningen i samband med omregleringen av elmarknaden och genom Europaparlamentets och rådets direktiv 96/92/EG av den 19 december 1996 om gemensamma regler för den inre marknaden för el.[54] Den hittillsvarande bedömningen har varit att med systemansvarig för distributionssystem avses för svenskt vidkommande alla nätkoncessionshavare på region- och lokalnäten, dvs. samtliga innehavare av nätkoncession förutom Svenska kraftnät.[55] Ei gjorde samma bedömning när genomförandet av direktiv (EU) 2019/944 utreddes.[56] Motsvarande bedömning gjordes även när frågan om utnämnande av systemansvariga för distributionssystem enligt artikel 13 i det andra elmarknadsdirektivet 2003/54/EG (numera artikel 30) behandlades.[57]

Genom ändringar i ellagen den 1 juli 2022 är ellagens reglering inte längre kopplad till enbart koncessionsinnehav, utan till att företaget bedriver nätverksamhet. Nätverksamhet förutsätter förutom

[52] Bundesgerichtshof Beschluss vom 07.03.2017 (Aktenzeichen EnVR 21/16).
[53] EU-domstolens dom (tredje avdelningen) den 11 mars 2020 i mål C-454/18.
[54] Dir. 2024:12.
[55] Prop. 2004/05:62 s. 52.
[56] Ei R2020:02 s. 354.
[57] Prop. 2004/05:62 s. 52.

koncessionsinnehav även att företaget överför av el för någon annans räkning. De företag som bedriver nätverksamhet benämns nätföretag. Region- och lokalnäten är numera benämnda distributionsnät som innehas av distributionsnätsföretag. En rimlig tolkning av de tidigare uttalandena är därför att med systemansvariga för distributionssystem avses samtliga distributionsnätsföretag. Detta framgår dock inte direkt av regelverket, utan är den tolkning utredningen gör utifrån förarbetsuttalanden och ellagens termer nätföretag, nätkoncession och nätverksamhet. En situation med ett otydligt utpekande av vem som är systemansvarig försvårar enligt utredningens uppfattning för de berörda aktörerna och är otillfredsställande.

En motiverad fråga, mot bakgrund av genomgången av systemansvaret i avsnitt 5.1, är om rollen som systemansvarig bör innefatta något ytterligare än att bedriva nätverksamhet. En angränsande fråga är om systemansvaret bör omfatta samtliga nätföretag eller inte. För att ge en helhetsbild av olika roller och deras funktioner samt förståelse för rollernas koppling till ellagens reglering ges i det följande först en beskrivning av vilken roll en nätkoncessionshavare respektive ett nätföretag har enligt ellagen.

Rollen som nätkoncessionshavare

Nätkoncessionshavare är enligt ellagen den som har nätkoncession för en elektrisk starkströmsledning. Historiskt sett har regleringen av elnät i Sverige, särskilt den ekonomiska, varit kopplad till koncessionsinnehav. Ellagen ändrades dock den 1 juli 2022[58] så att begreppet nätverksamhet i 1 kap. 4 § ellagen avser att *med stöd av en nätkoncession* ställa en starkströmsledning till förfogande för överföring av el *för någon annans räkning* och vidta de åtgärder som behövs för överföringen (tilläggen i kursiv). Eftersom nästan alla koncessionshavare har en kund ansluten till elnätet bedriver de därmed nätverksamhet.

En stor del av ellagens reglering gäller numera de nätkoncessionshavare som bedriver nätverksamhet (nätföretag). Skyldigheterna att ansluta anläggningar och att överföra el för någon annans räkning omfattar även övriga nätkoncessionshavare, dvs. de nätkoncessionshavare som inte överför el för någon annans räkning och därmed

[58] Prop. 2021/22:153 s. 43.

inte bedriver nätverksamhet. Det kan till exempel vara en större industri som har nätkoncession för en anslutningsledning.

Bakgrunden till ändringen är att Nätkoncessionsutredningen i sitt betänkande[59] konstaterade att regelverken om nätkoncessioner respektive regleringen av intäkter och skyldigheter gentemot anslutna kunder, trots kopplingen i ellagen, har olika syften. Koncessionsplikten handlar dels om en lämplighetsprövning av den enskilda ledningen som bland annat syftar till att säkerställa att den bidrar till en säker och tillräcklig elförsörjning, dels om en miljöprövning av ledningen. Regleringen i övrigt värnar om anslutningsskyldigheten, tredjepartstillträdet till nätet, skäliga nättariffer och leveranskvalitet.[60] Nätkoncessionsutredningen konstaterade att behovet av nätkoncession mycket väl kan finnas utan att behovet att i övrigt reglera nätet finns och vice versa.

Enligt utredningens uppfattning krävs ytterligare en lagändring för att tydliggöra skillnaden mellan nätkoncessionshavare och nätföretag, åtminstone i de fall nätet och produktions- eller industrianläggningen finns i samma juridiska person. Enligt 2 kap. 16 § ellagen får en nätkoncession beviljas endast om nätkoncessionshavaren från allmän synpunkt är lämplig att utöva nätverksamhet. När definitionen av nätverksamhet ändrades skärptes samtidigt kravet på att separera nätverksamhet från annan verksamhet. Uppenbarligen förbisågs konsekvenserna för tillämpningen av 2 kap. 16 § ellagen, som fick sin nuvarande lydelse när 2 kap. ändrades den 1 augusti 2021. Med en strikt tillämpning av 2 kap. 16 § faller de eftersträvade lättnaderna med ändringen 2022 bort och samtliga nätkoncessionshavare måste även fortsättningsvis fullgöra samtliga förpliktelser, inklusive det striktare separationskravet. 2 kap. 16 § första stycket första meningen ellagen bör därför ändras till två meningar som skiljer på lämpligheten att inneha nätkoncession respektive lämpligheten att bedriva nätverksamhet om sådan ska bedrivas. Ett sådant förslag har lämnats av Utredningen om havsbaserad vindkraft i betänkandet *Vindkraft i havet – En övergång till ett auktionssystem* (SOU 2024:89).

Skyldigheterna att ansluta elektriska anläggningar och att överföra el för någon annans räkning är sedan lagändringen 2022 kopplade till koncessionsinnehav. Det innebär att en koncessionshavare

[59] Moderna tillståndsprocesser för elnät (SOU 2019:30) s. 98.
[60] Se bland annat prop. 1993/94:162 s. 103, prop. 1996/97:136 s. 123, prop. 1997/98:90 s. 331 f. och prop. 2023/24:88 s. 25.

som inte bedriver nätverksamhet alltid har en latent anslutningsskyldighet. Om en kund skulle anslutas till ledningen sker överföring för någon annans räkning och separationskravet måste uppfyllas. Enligt förslaget i SOU 2024:89 ges Ei en rättslig grund att genom tillsyn ingripa mot en nätkoncessionshavare som under koncessionstiden upphört att vara lämplig på det sätt som den var när koncessionen beviljades. Så kan ha skett av flera skäl. Den situation som förslaget tar sikte på är att nätkoncessionshavaren har börjat bedriva nätverksamhet utan att vara lämplig för det, exempelvis genom att inte iaktta separationskravet. Förslaget behandlas vidare i avsnitt 5.4.2.

Rollen som nätföretag

Ett nätföretag är enligt 1 kap. 4 § ellagen den som bedriver nätverksamhet, dvs. som med stöd av nätkoncession ställer en starkströmsledning till förfogande för överföring av el för någon annans räkning och vidtar de åtgärder som behövs för överföringen. Ett nätföretag är således alltid nätkoncessionshavare och ellagens reglering är därmed alltjämt kopplad till koncessionsinnehav.

Med nätverksamheten följer en rad skyldigheter: nätföretag omfattas av ellagens reglering i fråga om drift av elnät, redovisning, anslutning till elnätet, överföring av el för någon annans räkning och mätning av överförd el. Dessa bestämmelser är delvis helt nationella, delvis bestämmelser från elmarknadsdirektivet som har genomförts. Gemensamt för flertalet av dessa bestämmelser är att de antingen syftar till att undvika så kallad korssubventionering, dvs. att monopolvinster från nätverksamheten används för att skapa ekonomiska fördelar för konkurrensutsatt verksamhet, eller till att på olika sätt skydda kundernas intresse att på skäliga villkor och till ett rimligt pris få en tillförlitlig tjänst av god kvalitet.

Nät som får byggas och användas utan nätkoncession omfattas i dag inte av ellagens reglering. Ei har i en rapport[61] till regeringen analyserat det svenska regelverket om undantag från kravet på nätkoncession, förordningen (2007:215) om undantag från kravet på nätkoncession enligt ellagen utifrån artikel 38 i elmarknadsdirektivet, som innehåller bestämmelser om slutna distributionssystem.

[61] Energimarknadsinspektionen, *Slutna distributionssystem och interna nät*, Ei R2022:12.

Slutna distributionssystem, till exempel vissa nät inom industriområden, kan få undantag från vissa betungande bestämmelser i nationell lagstiftning. De betraktas i övrigt som ett vanligt distributionsnätsföretag, vilket ger anslutna kunder långtgående rättigheter. Ei föreslår i rapporten att nät som utgör slutna distributionssystem, men som utgör ett icke koncessionspliktigt nät, i framtiden ska omfattas av huvudparten av bestämmelserna i ellagen.

Koncessionerna regleras inte direkt av EU-rätten. I EU-rätten tillämpas regleringen för elnät om någon bedriver en viss verksamhet. Det är alltså i EU-rätten inte givet att det ska krävas nätkoncession för att ha skyldigheter gentemot anslutna kunder avseende bland annat mätning, leveranssäkerhet och avgifter eller att ha det löpande driftansvaret. Som redogjorts för ovan skiljer det sig från regleringen i Sverige där koncessionsinnehav är ett av kriterierna för att bedriva nätverksamhet.

För att det ska vara möjligt att frikoppla nätkoncessionerna från nätverksamhet och systemansvar måste dock ett antal regleringsmässiga frågor utredas, exempelvis hur berörda företag ska identifieras, vad som ska räknas som överföring för annans räkning och hur rent nationella regler ska tillämpas på företag som inte har nätkoncession. Dessutom bereds Ei:s förslag om slutna distributionssystem för närvarande i Regeringskansliet. Resultatet av den beredningen har inverkan på kopplingen mellan nätkoncession och reglering. Utredningen föreslår därför att frågan utreds vidare, där även EU-domstolens dom i mål C-293/23 tas i beaktande.

Rollen som systemansvarig

Utredningen bedömer, utifrån genomgången av systemansvar i avsnitt 5.1, att begreppet systemansvar i dag har fått en vidare innebörd än vad som hittills har förknippats med nätverksamhet. Syftet med det utvecklade systemansvaret synes också vara ett annat än det hittillsvarande. I stället för att förhindra korssubventionering och skydda kunder syftar de nya bestämmelserna till att upprätthålla driftsäkerhet och skapa förutsättningar för långsiktig planering även i förhållande till andra system med andra systemansvariga.

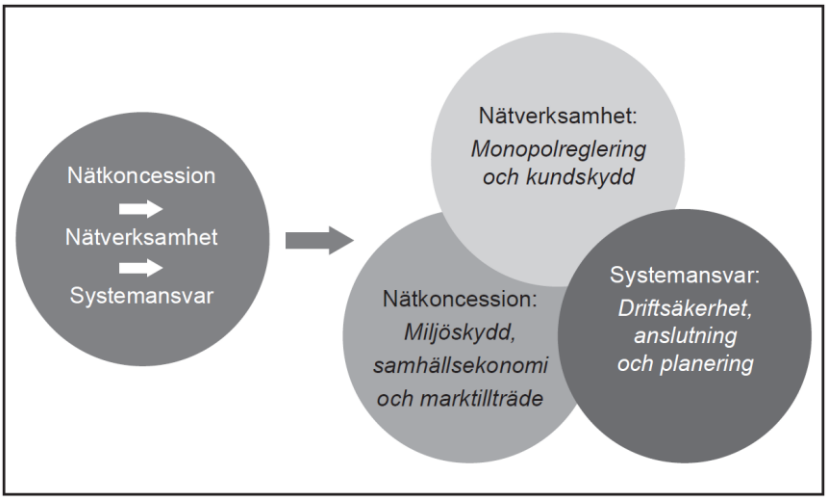
Det är därmed inte givet att kretsen av systemansvariga framöver ska utgöras av samtliga nätföretag. Eftersom Sverige har tre nätnivåer

(till skillnad från två i de flesta länder) och en mycket stor spridning vad avser antalet kunder i nätföretagen, skulle det kunna medföra svårigheter om alla nätföretag ska vara systemansvariga i en ny och utökad betydelse.

Från en ordning med en given koppling mellan nätkoncession, nätverksamhet och systemansvar går vi således mot en situation där nätkoncession, nätverksamhet och systemansvar motiveras av skilda syften och där en direkt koppling dem emellan inte är given, se figur 5.2. Notera beträffande anslutning att anslutningsskyldigheten följer med nätkoncessionen, medan ansvaret för att säkerställa att elnätet har förmåga att ansluta fler kunder ingår i systemansvaret.

Figur 5.2 Förändring över tid av roller och syften med nätregleringen

Nätkoncession, nätverksamhet och systemansvar



Källa: Elmarknadsutredningen.

Det är dock svårt att i lagstiftning särskilja nätverksamhet och systemansvar. Flera av bestämmelserna som rör nätverksamhet är resultatet av genomförande av motsvarande bestämmelser i elmarknadsdirektivet om skyldigheter för systemansvariga. EU-regelverket har således bestämmelser om skyldigheter för systemansvariga som avser dels monopolreglering och kundskydd, dels driftsäkerhet och långsiktig planering mellan system. I praktiken är det svårt att i svensk lagstiftning tydligt dela upp detta ansvar på olika aktörer. Vidare

ger inte EU-lagstiftningen något tydligt stöd för vilken roll som ett nätföretag utan systemansvar[62] skulle få. Detta stärks av EU-domstolens uttalande i dom i mål C-293/23 att inga ytterligare särskiljningskriterier än de i elmarknadsdirektivet kan anges för att reglera vad som är en systemansvarig eller ett system. Utredningens utgångspunkt är därför att alla distributionsnätsföretag ska vara systemansvariga för distributionssystem och att de utmaningar som detta medför får hanteras i regelverket, bland annat genom en översyn av begreppet nätverksamhet.

5.2.3 Utredningens bedömningar och överväganden

I utredningens uppdrag ingår att föreslå hur termerna systemansvarig för överföringssystem och systemansvarig för distributionssystem kan införas i svensk rätt samt hur de systemansvarigas respektive ansvarsområden kan tydliggöras.

Termerna systemansvarig för överföringssystem och systemansvarig för distributionssystem infördes i den europeiska elmarknadslagstiftningen i samband med omregleringen av elmarknaden och genom Europaparlamentets och rådets direktiv 96/92/EG av den 19 december 1996 om gemensamma regler för den inre marknaden för el. De systemansvarigas respektive ansvarsområden har därefter successivt utvecklats och förtydligats, exempelvis genom det gällande elmarknadsdirektivet, där de nuvarande definitionerna framgår. Termerna har däremot inte kommit att införas i svensk rätt utan har i stället sina respektive motsvarigheter i begreppen transmissionsnätsföretag och distributionsnätsföretag. Elmarknadsdirektivets terminologi och ansvarsfördelning mellan olika aktörer har samtidigt en genomgripande inverkan på elsystemets utveckling och elmarknadens funktionssätt eftersom den europeiska elmarknadslagstiftningen använder direktivets definitioner som utgångspunkt i de rättsakter som är direkt tillämpliga, exempelvis EU:s elmarknadsförordning.

Ei har i rapporterna Ren energi inom EU – Ett genomförande av fem rättsakter (Ei R2020:02) och Kapacitetsutmaningen i elnäten (Ei R2020:06) föreslagit att definitioner motsvarande elmarknadsdirektivets terminologi införs i ellagen. Regeringen bedömde dock i propositionen Genomförande av elmarknadsdirektivet när det gäller

[62] Så kallad DNO (distribution network operator).

nätverksamhet (prop. 2021/22:153 s. 47–51) att termen nätföretag även i fortsättningen skulle användas i fråga om alla företag som är systemansvariga i elmarknadsdirektivets mening, både distributionsnätsföretag och transmissionsnätsföretag. Regeringen tydliggjorde även att förslaget inte innebar någon ändring i sak, dvs. att det inte infördes något nytt systemansvar, eftersom nätföretagen redan har ett ansvar för överförings- respektive distributionssystemen enligt gällande bestämmelser och att uppgiftsfördelningen mellan distributionsnätsföretagen och transmissionsnätsföretagen var oförändrad.

Även om systemansvaret således har sin faktiska motsvarighet i ellagen används inte samma termer i lagen som på EU-nivå, vilket leder till otydlighet avseende uppgifterna för, och ansvarsfördelningen mellan, aktörerna i det svenska elsystemet. Denna otydlighet medför en risk för att den svenska tillämpningen avviker från hur EU-rätten tillämpas i andra medlemsstater.

Mot bakgrund av den snabba pågående elektrifieringen av det svenska energisystemet och den ökande mängden direkt tillämpliga EU-rättsakter finns det enligt utredningen anledning att i lagstiftningen införa en tydligare ansvarsfördelning, bland annat genom en enhetlig terminologi.

Terminologi

Utredningens slutsats utifrån EU-rätten är att systemansvaret numera inte enbart avser ett driftansvar. Systemansvar inkluderar även ett ansvar för att, i samverkan med andra systemansvariga, säkerställa att ett system har förmåga att fylla kraven på anslutning av anläggningar, driftsäkerhet och den långsiktiga planering som krävs för att utveckla systemet, se avsnitt 5.1. Utredningens bedömning är att alla distributionsnätsföretag ska vara systemansvariga för distributionssystem och att de utmaningar som detta medför, bland annat avseende små företags förmåga att upprätthålla tillräcklig kompetens, får hanteras i regelverket. Motsvarande bedömning behöver inte göras avseende systemansvariga för överföringssystem.

Systemansvar inom EU-rätt och nationell rätt

Utredningens slutsats är mot den angivna bakgrunden att de EU-rättsliga begreppen systemansvarig för distributionssystem och systemansvarig för överföringssystem bör införas i svensk lagstiftning. Ett sådant införande rymmer dock en del problem som beskrivs i det följande, bland annat därför att begreppen systemansvar och överföring har olika betydelser i svensk rätt och EU-rätt. Vidare saknas en tydlig definition av vad ett system är.

Det framgår redan utifrån definitionerna i elmarknadsdirektivet vad en systemansvarig för distributionssystem och systemansvarig för överföringssystem har för ansvar, nämligen ett ansvar för driften, underhållet och eventuellt utbyggnaden av systemet. Detta utvecklas sedan i artiklarna 31 avseende distributionssystem och 40 avseende överföringssystem med att den systemansvarige ska säkerställa systemets långsiktiga förmåga att uppfylla rimliga krav på distribution respektive överföring. Den systemansvarige ska på affärsmässiga villkor driva, underhålla och utveckla säker, tillförlitlig och effektiv distribution respektive överföring, med vederbörlig hänsyn till miljön och energieffektiviteten. Formerna för hur arbetet ska bedrivas är mer detaljerat reglerat i flera kommissionsförordningar (SO GL, ER, RfG, DCC, HVDC), och ytterligare förordningar är under utveckling.

I ellagen beskrivs ansvaret under definitionen för termen ”nätverksamhet” med formuleringen ” vidta de åtgärder som behövs för överföringen”. Det är inte tydligt vad som faktiskt ingår i denna formulering.

Distribution och överföring

Beträffande elmarknadsdirektivets begrepp distribution har det inte inneburit några problem för svensk del vid tolkning och tillämpning, eftersom begreppet redan används i svensk rätt med samma betydelse. Regeringen konstaterade följande vid genomförandet av det senaste elmarknadsdirektivet:

> Att använda ordet distribution med den innebörd som framgår av elmarknadsdirektivet är förenligt med såväl allmänt språkbruk som bruket inom elbranschen. Med utgångspunkt i svenska förhållanden

> kan distribution definieras som överföring av el för någon annans räkning genom ett lokalnät eller ett regionnät.[63]

Annorlunda är det med överföring. Regeringen behandlar frågan i samma proposition[64]. I ellagen används ordet överföring som beteckning på all transport av el, oavsett på vilken nivå i det koncessionspliktiga elnätet som transporten äger rum. I den äldre ellagen[65] – gjordes skillnad mellan överföring och distribution. Det angavs att med elektrisk anläggning förstods ”anläggning med däri ingående särskilda föremål för produktion, upplagring, omformning, överföring, distribution eller nyttjande av elektrisk ström”[66]. I förarbetena till bestämmelsen anfördes följande (prop. 1970:139 s. 54):

> I ”överföring” torde enligt vanligt språkbruk kunna inrymmas varje transport av elektrisk kraft, således även s.k. detaljdistribution. I paragrafen åsyftas därmed dock endast transporter av större energimängder, t.ex. från en kraftstation till en distributör. Denna betydelse torde överensstämma med den inom branschen allmänt omfattade. Med ”distribution” avses mera lokalt inriktad verksamhet som går ut på leverans av kraft till olika förbrukare.

Regeringen konstaterar att det i elmarknadsdirektivet görs skillnad mellan överföring och distribution. Med överföring avses transport av el i sammanlänkade system med högspänningsnät samt nät med extra hög spänning för tillhandahållande av el till slutförbrukare eller distributörer, men inte leverans[67] (artikel 2.34). Med distribution avses transport av el i system med högspännings-, mellanspännings- och lågspänningsnät för tillhandahållande till kunder, men inte leverans (artikel 2.28). Att i svensk rätt använda ordet överföring på samma sätt som i elmarknadsdirektivet är dock förenat med praktiska svårigheter. Med hänsyn till att ordet i dag i ellagstiftningen används för all transport av el skulle en omfattande omarbetning av författningstexten vara nödvändig utan att några särskilda fördelar skulle nås. En fördel med att använda transmission i stället för det vanligare överföring är också att det tydligare framgår att det handlar om en juridisk och teknisk term med en skarpt avgränsad innebörd.[68]

---

[63] Prop. 2021/22:153 s. 48.
[64] Prop. 2021/22:153 s. 48–49.
[65] Lagen (1902:71 s. 1) innefattande vissa bestämmelser om elektriska anläggningar.
[66] 1 § första stycket.
[67] Med leverans avses försäljning, inbegripet återförsäljning, av el till kunder (artikel 2.12).
[68] Prop. 2017/18:237 s. 31.

Det som inom EU-rätten betecknas som överföring är således transmission enligt svensk lagstiftning, medan överföring enligt svensk lagstiftning motsvaras av transport inom EU-rätten. En övergång från transmission till överföring i nationell svensk lagstiftning torde således även kräva att begreppet överföring ersätts med transport.

Vad är ett system?

Begreppet system är inte definierat i elmarknadsdirektivet eller elmarknadsförordningen, även om det används i sammansättning med andra ord i andra definitioner. Med sammanlänkat system avses exempelvis enligt artikel 2.40 i elmarknadsdirektivet ett antal överförings- och distributionssystem som kopplas samman med hjälp av en eller flera sammanlänkningar. Med sammanlänkning avses i sin tur enligt artikel 2.39 utrustning som används för sammanlänkning av elsystem. Elmarknadsförordningen har en annan definition av sammanlänkning i artikel 2.1, nämligen en överföringsledning som passerar eller sträcker sig över en gräns mellan medlemsstater och som kopplar samman medlemsstaternas nationella överföringssystem.

Utifrån begreppen i direktivet förefaller det tydligt att det ansvar som en systemansvarig har gäller för ett sammanlänkat system. Bestämmelserna i ellagen är däremot inte utformade så. Ett distributionsnätsföretag kan enligt ellagen i dag inneha en enstaka ledning, vilket inte kan likställas med ett sammanlänkat system. Det innebär att det i Sverige inte enbart finns systemansvariga för distributionssystem som driver sammanlänkade system, utan att det även finns systemansvariga för distributionssystem som enbart driver och förvaltar en enskild ledning. Det sistnämnda kan till exempel vara en ledning som ansluter en produktions- eller förbrukningsanläggning till överföringssystemet eller till ett annat distributionssystem. Det är inte ovanligt att en ledning, som förbinder en produktionsanläggning med distributions- eller överföringssystemet, ägs av samma företag som äger produktionsanläggningen, exempelvis en vindkraftpark. I praktiken innebär detta att ägaren till produktionsparken blir den som ansvarar för att fastställa systemrelaterade anslutningskrav och ska bedöma om det föreligger överensstämmelse med anslutningskraven. Ett annat exempel är när produktionsanläggningar, som

tidigare varit direktanslutna till transmissionsnätet, säljer sin nätanslutning, till exempel transformator och kort ledning inom station, till ett nätföretag. Med dagens reglering har det uppstått otydligheter och svårigheter när innehavaren av nätanslutningen blir berörd systemansvarig för distributionssystem och Svenska kraftnät därmed förlorar möjligheten att ställa vissa krav.

En ytterligare fråga är om en enstaka ledning under vissa omständigheter ändå kan och bör anses vara ett system. Som tidigare har nämnts har Tysklands högsta domstol, Bundesgerichtshof, beträffande starkströmskabeln Baltic Cable mellan Sverige och Tyskland funnit[69] att den som driver en anslutningsledning mellan två överföringsnät är systemansvarig för ett överföringssystem, även om företaget inte ansvarar för driften av andra delar av de anslutna näten. Även EU-domstolen[70] har i ett mål om intäkter från överbelastning (flaskhalsintäkter) funnit att Baltic Cable AB är en systemansvarig för överföringssystem. Ett motsvarande resonemang skulle kunna appliceras på enskilda ledningar inom ett distributionsnät, åtminstone om en sådan ledning kopplar samman två system.

Dessutom förekommer begreppet slutna distributionssystem i artikel 38 i elmarknadsdirektivet. Enligt bestämmelsen får medlemsstaterna klassificera ett system, som distribuerar el inom en geografiskt avgränsad industriell eller kommersiell plats eller en plats där gemensamma tjänster tillhandahålls och som inte levererar el till hushållskunder, som ett slutet distributionssystem. Slutna distributionssystem kan få undantag från vissa betungande bestämmelser. En förutsättning är att systemanvändarnas verksamhet eller produktionsprocesser är integrerade av särskilda tekniska skäl eller säkerhetsskäl, eller systemet distribuerar el huvudsakligen till systemets ägare eller den systemansvarige eller till deras anknutna företag.

Svenska kraftnät har framfört[71] att en enstaka ledning inte kan likställas med ett sammanlänkat system. Svenska kraftnät menar att en sådan syn skapar problem vid implementeringen av bestämmelserna i kommissionsförordningen avseende anslutning för produktion (RfG)[72], vilket bekräftas av Ei:

[69] Bundesgerichtshof Beschluss vom 07.03.2017 (Aktenzeichen EnVR 21/16).
[70] EU-domstolens dom (tredje avdelningen) den 11 mars 2020 i mål C-454/18.
[71] Svenska kraftnät. Problembeskrivning systemansvar. Promemoria till Elmarknadsutredningen den 29 juli 2024.
[72] Artikel 14.5 b och artikel 18.2 b i–v i RfG.

- I förordningen föreskrivs att en systemansvarig för distributionssystem ska fastställa vissa systemrelaterade anslutningskrav. Det är också en systemansvarig för distributionssystem som ska bedöma om det föreligger överensstämmelse med anslutningskraven. Detta blir problematiskt för enstaka anläggningar, eftersom en ledning eller transformator per definition inte är ett system.
- Det förekommer att en ledning, som förbinder en produktionsanläggning med distributions- eller överföringssystemet, ägs av ett företag som är nära kopplat till det företag som äger produktionsanläggningen. I praktiken innebär det att ägaren till produktionsanläggningen blir den som ansvarar för att fastställa systemrelaterade anslutningskrav och som ska bedöma om det föreligger överensstämmelse med anslutningskraven.

Sammantaget är utredningens slutsats att begreppet ”system” för svensk del bör innefatta transmissionsnätet, de maskade regionnäten samt de lokalnät som drivs med stöd av nätkoncession för område. Därutöver torde även en enstaka ledning som sammanlänkar två system i sig kunna anses vara ett system. Däremot förefaller inte enstaka koncessionerade ledningar med endast en ansluten kund för inmatning eller uttag vara system i EU-rättslig mening. Utredningens bedömning är att sådana ledningar regleringsmässigt i stället bör hanteras tillsammans med produktions- respektive förbruknings-anläggningen och vara undantagna från den reglerade nätverksamheten om den enda anslutna kunden för vilken el transporteras ingår i samma koncern som koncessionshavaren. Om det finns olika ägare till anläggningar bakom anslutningspunkten ska således ledningen i stället omfattas av den reglerade nätverksamheten. En sådan tillämpning överensstämmer med bestämmelserna om direktledningar i artikel 7.1 a i elmarknadsdirektivet som stadgar att medlemsstaterna ska vidta de åtgärder som är nödvändiga för att göra det möjligt för alla producenter och elleverantörer som är etablerade inom deras territorium att leverera till sina egna fastigheter, dotterbolag och kunder genom en direktledning, utan att drabbas av oproportionella administrativa förfaranden eller kostnader.

Anslutningsskyldigheten är sedan 2022 kopplad till koncessionsinnehav. Det är således inget krav att koncessionshavaren också måste vara ett nätföretag som bedriver nätverksamhet. Utredningen

gör ingen annan bedömning än att regeln bör kvarstå. Energiföretagen Sverige[73] har framfört att sådana ledningar där el endast överförs för egen räkning bör ges ett undantag från anslutningsplikten för att undvika en motsättning mellan lagkravet och ägarens avsikt att hålla verksamheten inom produktions- respektive förbrukningsanläggningen. En sådan lösning medför dock, vilket Energiföretagen Sverige också tar upp, en ökad risk för parallella nätstrukturer.

Uppdelningen i distributionssystem och överföringssystem

Elnätet i Sverige är, som tidigare sagts indelat i tre nivåer: transmissionsnät (220–400 kilovolt), regionnät (huvudsakligen 40–130 kilovolt) och lokalnät (huvudsakligen upp till 24 kilovolt). I Sverige driver och utvecklar Svenska kraftnät endast det statliga transmissionsnätet på 220–400 kilovolt, inklusive utlandsförbindelser. I övriga Europa är det vanligaste att systemansvariga för överföringssystem även innehar, driver eller utvecklar nät inom spänningsintervallet 70–130 kilovolt[74]. Vid tillämpningen av EU-rätten i respektive land utgör dessa nät en del av överföringssystemet, medan de i Sverige legalt sett räknas som distributionssystem. Det är därför enligt utredningens mening olämpligt att direkt i ellagen införa elmarknadsdirektivets definition av systemansvarig för överföringssystem som en fysisk eller juridisk person som ansvarar för drift och underhåll och, vid behov, utbyggnad av överföringssystemet inom ett visst område och, i tillämpliga fall, dess sammanlänkningar till andra system och för att säkerställa att systemet på lång sikt kan uppfylla rimliga krav på överföring av el. En sådan definition skulle kunna tolkas som att delar av nuvarande regionnät ska betraktas som överföringssystem och de berörda regionnätsföretagen som systemansvariga för överföringssystem. En sådan förändring skulle få långtgående konsekvenser som måste utredas noggrant och det ingår inte heller uttryckligen i utredningens uppdrag. För att undvika en omdefinition av regionnäten till överföringsnät bedömer utredningen det därför som både nödvändigt och lämpligt att för Svenska kraftnäts överföringsnät tills vidare behålla nuvarande definition av transmissionsnät, dvs. ett tekniskt och driftsmässigt sammanhängande ledningsnät

[73] Skrivelse från Energiföretagen Sverige den 19 februari 2025.
[74] Svenska kraftnät. Problembeskrivning systemansvar. Promemoria till Elmarknadsutredningen den 29 juli 2024, s. 4.

som har en spänning om 220 kilovolt eller mer, sträcker sig över flera nätregioner i Sverige och länkar samman det nationella elnätet med elnät i andra länder.

5.2.4 Förslag

Förslag: I ellagen (1997:857) ska begreppet *överföring* ersättas med *transport*.

Följande nya definitioner ska införas i ellagen:

1. *Systemansvar:* det ansvar och de skyldigheter som följer av att bedriva nätverksamhet.
2. *Systemansvarig:* den som bedriver nätverksamhet. Ersätter *nätföretag*.
3. *Transport av el för någon annans räkning:* transport av el för minst två kunder eller transport av el för en kund som inte ingår i samma koncern som den systemansvarige.
4. *Systemansvarig för distributionssystem:* en systemansvarig som innehar ett lokalnät eller ett regionnät. Ersätter *distributionsnätsföretag*.
5. *Överföringsnät:* ett tekniskt och driftsmässigt sammanhängande ledningsnät som har en spänning om 220 kilovolt eller mer, sträcker sig över flera nätregioner i Sverige och länkar samman det nationella elnätet med elnät i andra länder. Ersätter *transmissionsnät*.
6. *Sammanlänkning för överföring:* en ledning som har en spänning om 220 kilovolt eller mer och som länkar samman ett överföringsnät med ett motsvarande nät i ett annat land, men som inte ingår i ett överföringsnät.
7. *Överföringssystem:* ett överföringsnät eller en sammanlänkning för överföring.
8. *Överföring:* transport av el för någon annans räkning genom ett överföringssystem. Ersätter *transmission*.
9. *Systemansvarig för överföringssystem:* en systemansvarig som innehar ett överföringssystem. Ersätter *transmissionsnätsföretag*.

Följande befintliga definitioner i ellagen ska ändras:

1. *Nätverksamhet:* att med stöd av nätkoncession ställa en starkströmsledning till förfogande för transport av el för någon annans räkning och vidta de åtgärder som behövs för transporten.
2. *Regionnät*: en ledning eller ett ledningsnät som inte ingår i ett överföringssystem och som omfattas av en nätkoncession för linje eller av en nätkoncession för område med en lägsta tillåtna spänning.
3. *Distribution*: transport av el för någon annans räkning genom ett lokalnät eller ett regionnät.

Regleringen av intäktsramar i 5 kap. ellagen förtydligas genom att det anges att driften inkluderar utövandet av det systemansvar som följer av att bedriva nätverksamhet.

Energimarknadsinspektionen ges i uppdrag att närmare utreda frågan om systemansvar för icke koncessionspliktiga nät.

Genomgången i de föregående avsnitten om systemansvar, distribution/överföring och system leder oss till följande slutsatser:

- **System** innefattar transmissionsnätet, de maskade regionnäten samt lokalnäten. Därutöver torde även en enstaka ledning som sammanlänkar två system i sig kunna anses vara ett system. Däremot förefaller inte enstaka koncessionerade ledningar för inmatning eller uttag vara system i EU-rättslig mening.
- **Systemansvarig** innebär ett driftansvar men har utökats vartefter. Jämfört med andra språk borde det på svenska heta operatör eller motsvarande. Det innebär en viss svårighet att begreppet systemansvarig myndighet finns i svensk rätt med en delvis annan innebörd. Begreppet systemansvarig kan dock användas i både EU-rätten och nationell rätt om rollen som systemansvarig myndighet omdefinieras eller tas bort. Den frågan behandlas i avsnitt 5.3.
- **Systemansvarig för distributionssystem** borde på svenska heta operatör för distributionssystem eller distributionssystemsoperatör. Begreppet fungerar dock bara om det endast avser system

för distribution och inte enstaka ledningar för inmatning eller uttag.

- **Systemansvarig för överföringssystem** borde utifrån genomgången på svenska vara operatör för transmissionssystem eller transmissionssystemsoperatör. Om den EU-rättsliga termen ”systemansvarig för överföringssystem” oförändrad ska föras in i ellagen med tillhörande förordningar och myndighetsföreskrifter måste en anpassning även ske genom att i den svenska ellagstiftningen genomgående ersätta begreppet ”transmission” med ”överföring” och ”överföring” med ”transport”.

Utredningen föreslår utifrån dessa slutsatser följande ändringar i ellagens definitioner:

- Begreppet *transport* ersätter *överföring*.
- *Nätverksamhet* – att med stöd av nätkoncession ställa en starkströmsledning till förfogande för transport av el för någon annans räkning och vidta de åtgärder som behövs för transporten – kvarstår som definition av det faktiska handlandet med vilket följer ett systemansvar.
- *Transport av el för någon annans räkning* definieras som transport av el för minst två kunder eller transport av el för en kund som inte ingår i samma koncern som den systemansvarige. Därigenom undantas koncessionshavare med endast en ansluten kund för inmatning eller uttag från den reglerade nätverksamheten om den anslutna kunden ingår i samma koncern som koncessionshavaren. Ledningen bör regleringsmässigt i stället hanteras tillsammans med produktions- respektive förbrukningsanläggningen. Avgörande är huruvida koncessionshavaren utövar nätverksamhet. Förslaget innebär att en koncessionshavare med endast en koncernintern kund som har flera anläggningar med var sin anslutningsledning inte bedriver nätverksamhet. Om däremot en systemansvarig ansluter en koncernintern kund till sitt nät kommer även anslutningsledningen att ingå i nätverksamheten. På en sammanlänkning för överföring får vid tillämpningen el anses transporteras för någon annans räkning även om någon kund i form av produktions- eller förbrukningsanläggning inte är ansluten.

- *Systemansvar* är det ansvar och de skyldigheter som följer av att bedriva nätverksamhet. Det innebär att det ansvar och de skyldigheter som ingår i systemansvaret förutsätter att företaget bedriver nätverksamhet, men kan avse sådant som inte direkt ingår i nätverksamheten. Detta bör även förtydligas i regleringen av intäktsramar i 5 kap. 1 § ellagen genom att det där anges att driften inkluderar utövandet av det systemansvar som följer av att bedriva nätverksamhet. De grundläggande skyldigheterna för en systemansvarig enligt direktivet, såsom drift och underhåll, samt att nätet på lång sikt kan uppfylla rimliga krav på transport av el, framgår av 3 kap. 1 § ellagen. Eftersom systemansvaret successivt utvecklas är det olämpligt att i författningstext göra en uttömmande sammanställning av innehållet. Det handlar dock om ansvar och skyldigheter enligt
  - ellagen med tillhörande förordningar och föreskrifter,
  - EU-rätten, främst förordningar samt rättsakter från Acer, och
  - avtal som ingåtts enligt ovanstående nationell och europeisk rätt.
- *Systemansvarig* är den som bedriver nätverksamhet och därigenom har systemansvar. Ersätter *nätföretag*.
- *Lokalnät* är ett ledningsnät som omfattas av en nätkoncession för område utan en lägsta tillåtna spänning.
- *Regionnät* är en ledning eller ett ledningsnät som inte ingår i ett överföringssystem och som omfattas av en nätkoncession för linje eller av en nätkoncession för område med en lägsta tillåtna spänning.
- *Distribution* innebär transport av el för någon annans räkning genom ett lokalnät eller ett regionnät.
- *Systemansvarig för distributionssystem* är en systemansvarig som innehar ett lokalnät eller ett regionnät. Ersätter *distributionsnätsföretag*.
- *Överföringsnät* är ett tekniskt och driftsmässigt sammanhängande ledningsnät som har en spänning om 220 kilovolt eller mer, sträcker sig över flera nätregioner i Sverige och länkar samman

det nationella elnätet med elnät i andra länder.[75] Ersätter *transmissionsnät*. Denna begränsning i förhållande till elmarknadsdirektivets skrivning är nödvändig för att tydligt bibehålla gränsen mellan överföringsnätet och regionnäten.

- *Sammanlänkning för överföring* är en ledning som har en spänning om 220 kilovolt eller mer och som länkar samman ett överföringsnät med ett motsvarande nät i ett annat land, men som inte ingår i ett överföringsnät. Genom definitionen blir Baltic Cable AB systemansvarig för överföringssystem enligt svensk rätt.
- *Överföringssystem* är ett överföringsnät eller en sammanlänkning för överföring.
- *Överföring* innebär transport av el för någon annans räkning genom ett överföringssystem. Ersätter *transmission*.
- *Systemansvarig för överföringssystem* är en systemansvarig som innehar ett överföringssystem. Ersätter *transmissionsnätsföretag*. Det finns olika slags systemansvariga för överföringssystem som inte har samma ansvar. En systemansvarig för överföringssystem med ett överföringsnät har ett kontrollområde för lastfrekvensreglering enligt artikel 3.12 i SO GL. En sådan systemansvarig för överföringssystem är en del av ett synkronområde med avgränsningar som fysiskt avgränsas av mätpunkter vid sammanlänkningar till andra kontrollområden för lastfrekvensreglering och som fullgör skyldigheterna för lastfrekvensreglering. En sådan systemansvarig för överföringssystem har även ett kontrollområde enligt artikel 2.67 i elmarknadsförordningen, vilket drivs av en enda systemansvarig och som inkluderar sammankopplade fysiska belastningar och/eller eventuella produktionsenheter. En systemansvarig för överföringssystem med endast en sammanlänkning för överföring har inte ett kontrollområde för lastfrekvensreglering enligt artikel 3.12 SO GL.

Utöver de författningsförslag som utredningen redovisar medför den ändrade terminologin följdändringar i följande förordningar:

[75] Baltic Cable AB har, för att skilja överföringsnät från sammanlänkningar, föreslagit en definition som knyter an till ansvaret för frekvenshållning inom ett kontrollområde enligt definitionerna i artikel 3.12 i SO GL och artikel 2.67 i elmarknadsförordningen.

- Förordningen (1995:1145) om redovisning av nätverksamhet
- Förordningen (2011:714) om certifiering av transmissionsnätsföretag för el (I titeln bör även *transmissionsnätsföretag* bytas ut mot *systemansvariga för överföringssystem*)
- Förordningen (2018:1520) om intäktsram för elnätsverksamhet
- Förordningen (2023:242) om leverans av el och aggregeringstjänster

I lagen (2004:875) om särskild förvaltning av vissa elektriska anläggningar används ordet nätföretag på ett sätt som avviker från terminologin i ellagen. Definitionen träffar även aktörer som varken är systemansvariga i elmarknadsdirektivets mening eller nätföretag enligt ellagen. Utredningen lämnar därför inget förslag om att byta ut ordet nätföretag i den lagen.

För att ytterligare förtydliga skillnaden mellan att inneha nätkoncession och att vara systemansvarig måste ett antal regleringsmässiga frågor utredas, exempelvis i fråga om hur berörda företag ska identifieras, vad som ska räknas som transport för annans räkning och hur rent nationella regler ska tillämpas på företag som inte har nätkoncession. Dessutom bereds Ei:s förslag om slutna distributionssystem för närvarande i Regeringskansliet. Resultatet av den beredningen har inverkan på kopplingen mellan nätkoncession och reglering.

Utredningen bedömer att Ei bör ges i uppdrag att närmare utreda frågan om systemansvar för icke koncessionspliktiga nät. I den utredningen bör EU-domstolens dom i mål C-293/23 tas i beaktande.

5.3 Systemansvarig för överföringssystem och systemansvarig myndighet

Systemansvariga för överföringssystem har en central roll för det europeiska elsystemet. Avsnittet inleds med en beskrivning av befintliga systemansvariga för överföringssystem med verksamhet i Sverige: Svenska kraftnät och Baltic Cable AB. Därefter behandlas certifiering av systemansvariga för överföringssystem och frågan om möjligheten för ytterligare systemansvariga för överföringssystem att etablera sig i Sverige. Avsnittet avslutas med att behandla

ansvarsområdet för systemansvariga för överföringssystem och hur det förhåller sig till Svenska kraftnäts nuvarande roll som systemansvarig myndighet.

5.3.1 Nuvarande systemansvariga för överföringssystem i Sverige

När elmarknadsdirektivet genomfördes i Sverige var en viktig utgångspunkt att överföringssystemet i Sverige utgörs av det stamnät som förvaltas av Svenska kraftnät.[76] När sedan begreppet transmissionsnät infördes i ellagen anförde regeringen[77] att bestämmelser om transmissionsnät i framtiden inte bör gälla sådana ledningar med en spänning om 220 kilovolt som inte används för transmission. Regeringen ansåg samtidigt inte att det fanns skäl för att frångå den bedömning som tidigare gjorts när det gäller överföringssystemet i Sverige om att det är det statligt ägda nät på 220 och 400 kilovolt som förvaltas av Svenska kraftnät. I ellagen kom därför transmissionsnät att definieras som ett tekniskt sammanhängande ledningsnät, som har en spänning om 220 kilovolt eller mer, sträcker sig över flera nätregioner i Sverige och länkar samman det nationella elnätet med elnät i andra länder. Definitionen omfattar således inte enstaka sammanlänkningar med elnät i andra länder.

Svenska kraftnät

Svenska kraftnät driver i dag det statliga svenska överföringsnätet som i princip täcker hela Sveriges territorium med undantag för Gotland och territorialvattnet. Lagstiftarens bedömning[78] hittills förefaller ha varit att det är bra och önskvärt med Svenska kraftnät som en samlad systemansvarig för överföringssystemet för hela Sverige.

[76] Prop. 2010/11:70 s. 99.
[77] Prop. 2017/18:237 s. 32–33.
[78] Se till exempel bedömningarna i prop. 1997/98:159 s. 21–22, prop. 2010/11:70 s. 99, prop. 2017/18:237 s. 33–34 och prop. 2022/23:59 s. 47–48.

Baltic Cable AB

Baltic Cable AB äger och driver Baltic Cable som är en 600 MW likströmskabel mellan Sverige och Tyskland. Den togs i drift 1994. Kabeln är 250 km lång och drivs med en spänning på 440 kilovolt. Kabeln ansluter i Tyskland till överföringsnätet som drivs av TenneT GmbH och i Sverige till överföringsnätet som drivs av Svenska kraftnät. Inga kunder är anslutna till ledningen och ingen leverans sker till slutkunder. Ägare har hela tiden varit Baltic Cable AB. Baltic Cable AB är i dag helägt av det publika norska bolaget Statkraft Asset Holding AS, som ingår i en koncern som också bedriver elproduktion och handel med el.

Baltic Cable AB bedriver en sammanlänkning för överföring – Baltic Cable – som länkar samman Svenska kraftnäts överföringsnät i Sverige med TenneTs överföringsnät i Tyskland. Kriteriet enligt nuvarande definition av ett transmissionsnät om att länka samman det nationella elnätet med elnät i andra länder är således uppfyllt. Däremot har Baltic Cable AB inget nät som sträcker sig över flera nätregioner i Sverige. Därmed uppfyller inte Baltic Cable AB samtliga kriterier enligt ellagens nuvarande definition av transmissionsnätsföretag och har därmed inte varit föremål för certifiering i Sverige. I Tyskland har däremot landets högsta domstol, Bundesgerichtshof, funnit[79]

- att det tyska regelverket är tillämpligt om ett företag baserat utomlands driver en inhemsk del av ett transportnät som spelar en inte obetydlig roll för inhemsk energiförsörjning,
- att en gränsöverskridande anslutningsledning för transport av el mellan två överföringsnät ingår i det sammanlänkade nätet även om sammankopplingen endast upprättas via denna ledning och om operatören av denna ledning inte anförtros transporten över andra delar av nätet, och
- att den som driver en anslutningsledning mellan två överföringsnät också är operatör för ett överföringsnät även om denne inte ansvarar för driften av andra delar av de anslutna näten.

[79] Bundesgerichtshof Beschluss vom 07.03.2017, Aktenzeichen EnVR 21/16.

Även EU-domstolen[80] har i ett mål om intäkter från överbelastning (flaskhalsintäkter) funnit att Baltic Cable AB är en systemansvarig för överföringssystem och därmed ska följa elmarknadsförordningen. Enligt förordningen ska flaskhalsintäkter användas till investeringar för att öka överföringskapaciteten genom exempelvis nätutbyggnad. Samtidigt framhåller EU-domstolen att om en systemansvarig för överföringssystem endast driver en gränsöverskridande sammanlänkning, ska myndigheten godkänna att denna systemansvariga för ett överföringssystem använder en del av sina flaskhalsintäkter till avkastning och till att täcka kostnader för drift och underhåll. Syftet är att förhindra att denna systemansvariga för ett överföringssystem diskrimineras i förhållande till andra systemansvariga för överföringssystem och att säkerställa möjligheten för företaget att driva sin verksamhet på affärsmässiga villkor och göra en rimlig vinst.

5.3.2 Certifiering av systemansvarig för överföringssystem

Utredningen ska enligt sina direktiv[81] utreda om det bör införas ett krav på certifiering som systemansvarig för överföringssystem för andra aktörer än Svenska kraftnät och hur det skulle påverka skyddet av kritisk infrastruktur.

Vem som kan bli certifierad som systemansvarig för överföringssystem i Sverige är en betydelsefull fråga med beaktande av den centrala roll en systemansvarig för ett överföringssystem har för elmarknadens funktion, den pågående elektrifieringen och skyddet av kritisk infrastruktur.

EU-rättens regler om certifiering

Artikel 52 i elmarknadsdirektivet innehåller regler om utnämning och certifiering av systemansvariga för överföringssystem. Innan ett företag godkänns och utnämns till systemansvarig för överföringssystem ska det certifieras i enlighet med förfarandena i punkterna 4, 5 och 6 i artikel 52 och i artikel 51 i elmarknadsförordningen. Om den nationella tillsynsmyndigheten intygar att ett företag uppfyller

[80] EU-domstolens dom (tredje avdelningen) den 11 mars 2020 i mål C-454/18.
[81] Dir. 2024:12 s. 6.

kraven i artikel 43 i direktivet om åtskilt ägande av överföringssystem och systemansvariga för överföringssystem ska medlemsstaten godkänna och utnämna företaget till systemansvarig för överföringssystem. Tillsynsmyndigheten ska sedan kontrollera att systemansvariga för överföringssystem fortlöpande uppfyller kraven i artikel 43.

Tillsynsmyndigheten ska utan dröjsmål anmäla beslutet om certifiering av en systemansvarig för överföringssystem till kommissionen, och förse kommissionen med all relevant information avseende beslutet.

Det fortsatta förfarandet regleras i artikel 51 i elmarknadsförordningen med bestämmelser om certifiering av systemansvariga för överföringssystem. Om kommissionen har mottagit en anmälan om certifiering av en systemansvarig för överföringssystem ska den pröva anmälan så snart som den mottagits. Inom två månader från mottagandet ska kommissionen till tillsynsmyndigheten yttra sig över dess förenlighet med artikel 43 och antingen artikel 52.2 eller 53 i elmarknadsdirektivet. I avsaknad av ett yttrande från kommissionen ska kommissionen anses inte göra några invändningar mot tillsynsmyndighetens beslut.

Inom två månader från mottagandet av ett yttrande från kommissionen ska tillsynsmyndigheten anta sitt slutliga beslut om certifiering av den systemansvarige för överföringssystemet och därvidlag ta största möjliga hänsyn till kommissionens yttrande. Tillsynsmyndighetens beslut och kommissionens yttrande ska offentliggöras tillsammans.

Alternativa lösningar – ISO och ITO

EU-rätten ger medlemsstaterna ingen egentlig möjlighet att begränsa vilka systemansvariga för överföringssystem som ska certifieras så länge som åtskillnadsreglerna i artikel 43 är uppfyllda. Däremot möjliggör regelverket certifiering av systemansvariga för överföringssystem även om åtskillnadsreglerna i artikel 43 inte är uppfyllda.

Om överföringssystemet tillhörde ett vertikalt integrerat företag den 3 september 2009 får en medlemsstat enligt artikel 44.1 besluta att inte tillämpa artikel 43.1 och i stället utnämna en oberoende systemansvarig (*independent system operator*, ISO) på förslag av överföringssystemets ägare. En sådan utnämning ska godkännas av kom-

missionen. Om en oberoende systemansvarig har utnämnts ska enligt artikel 45.1 en ägare av överföringssystem som ingår i ett vertikalt integrerat företag vara oberoende, åtminstone i sin juridiska form och organisation och i sitt beslutsfattande, av annan verksamhet som inte avser överföring.

Artiklarna 46–51 innehåller regler om oberoende systemansvariga för överföringssystem (*independent transmission operator*, ITO). Den främsta skillnaden mellan en ISO och en ITO är att en ISO driver nätet, men äger det inte. En ITO däremot både äger och driver nätet. För att säkerställa ett oberoende utan ägaråtskillnad förutsätter ITO-lösningen bland annat att ett särskilt tillsynsorgan utses.

Det finns således tre olika sätt för en systemansvarig för ett överföringssystem att uppfylla kraven om oberoende och ägaråtskillnad:[82]

- TSO-lösningen som innebär att ägaren av överföringssystemet och den som har bestämmanderätten över systemet (systemansvaret) är samma juridiska person. Den juridiska personen får då inte ha några ekonomiska intressen i vare sig produktion eller leverans av el.
- ISO-lösningen som innebär att överföringssystemets ägare föreslår en oberoende systemansvarig utanför den egna organisationen som EU-kommissionen ska godkänna.
- ITO-lösningen som innebär att överföringssystemets ägare föreslår en oberoende systemansvarig inom samma koncern. De två organisationerna behöver då vara åtskilda på ett antal grundläggande punkter för att säkerställa åtskillnad och ägaroberoende.

Frågan om val av åtskillnadslösning för svensk del behandlas i förarbetena till genomförandet av det tredje inremarknadspaketet[83]. Regeringen konstaterar att medlemsstaterna ställs i princip inför valet mellan att införa fullständigt åtskilt ägande eller, om överföringssystemet den 3 september 2009 tillhörde ett vertikalt integrerat företag, att införa en ordning där en oberoende systemansvarig (ISO) eller en oberoende systemansvarig för överföringssystem (ITO) ansvarar för driften av nätet. Därutöver finns utrymme för arrangemang som säkerställer ett mer effektivt oberoende än bestämmel-

[82] Regeringskansliet (2023), *Översyn av myndigheters uppgifter och ansvar inom energiområdet – delrapport Svenska kraftnät*, KN2023/04160, s. 66.
[83] Prop. 2010/11:70 s. 102.

serna om ITO. Regeringens bedömning var att Svenska kraftnät redan uppfyllde kraven på åtskilt ägande och att det heller inte fanns praktiska skäl som motiverade en ISO- eller ITO-lösning i Sverige, även om de formella förutsättningarna skulle finnas för att välja en sådan.

Svensk rätt

Certifiering av systemansvariga för överföringssystem infördes ursprungligen genom det tredje elmarknadsdirektivet[84]. I förarbetena för genomförandet[85] i Sverige konstaterar regeringen att ett särskilt certifieringsförfarande för stamnätsföretag (numera transmissionsnätsföretag) måste införas för att Sverige ska anses ha genomfört elmarknadsdirektivet. Ett krav på certifiering bör därför ställas upp i lag för att ett stamnätsföretag ska få bedriva överföring av el i stamledningar.

När sedan begreppet transmissionsnätsföretag infördes i ellagen anförde regeringen[86] att en utgångspunkt för den nuvarande regleringen är att endast Svenska kraftnät är ”systemansvarig för överföringssystemet” i Sverige och därmed omfattas av krav på certifiering. Genom propositionens lagförslag förtydligades att det finns utrymme för fler aktörer att bedriva transmission i Sverige och att de därmed omfattas av certifieringskraven. Som en följd av ändringarna i ellagen föreslog regeringen även att kravet på certifiering ändrades på så sätt att det kom att omfatta alla nätföretag som bedriver överföring av el för annans räkning genom ett transmissionsnät.

I Sverige är direktivets regler om certifiering genomförda genom lagen (2011:710) om certifiering av transmissionsnätsföretag för el och förordningen (2011:714) om certifiering av transmissionsnätsföretag för el. Enligt 2 kap. 1 § certifieringslagen får ett nätföretag inte bedriva överföring av el för annans räkning genom ett transmissionsnät utan certifiering enligt lagen. Enligt ellagens definitioner i 1 kap. 4 § är ett nätföretag den som med stöd av nätkoncession ställer en starkströmsledning till förfogande för överföring av el för någon annans räkning och vidtar de åtgärder som behövs för överföringen. Ett transmissionsnät är definierat som ett tekniskt och

[84] Direktiv 2009/72/EG.
[85] Prop. 2010/11:70 s. 108–109.
[86] Prop. 2017/18:237 s. 35.

driftsmässigt sammanhängande ledningsnät som har en spänning om 220 kilovolt eller mer, sträcker sig över flera nätregioner i Sverige och länkar samman det nationella elnätet med elnät i andra länder.

Certifiering av Svenska kraftnät

Svenska kraftnät är certifierat transmissionsnätsföretag (ursprungligen som stamnätsföretag) för el genom Ei:s beslut.[87] Genom 7 § förordningen om det nationella elsystemet framgår sedan att Svenska kraftnät ska fullgöra de uppgifter som ligger på systemansvariga för överföringssystem[88] enligt direktiv (EU) 2019/944, i den ursprungliga lydelsen.

Certifiering av sammanlänkningar för överföring

Baltic Cable AB är i dag inte certifierat i Sverige som systemansvarig för överföringssystem. Ett legalt hinder är att Baltic Cable AB inte har något nät som sträcker sig över flera nätregioner i Sverige. Därmed uppfyller inte Baltic Cable AB samtliga kriterier enligt ellagens nuvarande definition av transmissionsnätsföretag. Ett ytterligare hinder mot certifiering enligt den svenska lagstiftningen torde vara att kravet på ägaråtskillnad inte är uppfyllt, eftersom Sverige saknar lagstiftning för alternativen oberoende systemansvarig (ISO) och oberoende systemansvarig för överföringssystem (ITO). År 2019 certifierades dock Baltic Cable AB som en ITO enligt den tyska energiindustrilagen[89].

Mot bakgrund av certifieringen i Tyskland och EU-domstolens ställningstagande att Baltic Cable AB är systemansvarig för överföringssystem finner utredningen det svårt att argumentera mot Baltic Cable AB:s ställning som systemansvarig för överföringssystem, även om inte alla kriterier för den nuvarande svenska definitionen av ett transmissionsnät är uppfyllda. Det främsta hindret mot en certifiering i Sverige torde i stället vara avsaknaden av en ITO-lösning. En sådant alternativ borde dock i så fall Sverige ha infört i samband med genomförandet av det tredje elmarknadsdirektivet från 2009,

[87] Energimarknadsinspektionens beslut den 13 juli 2012 i ärende 700-11-102845.
[88] Här används begreppet ”systemansvarig för överföringssystem” i svensk författningstext.
[89] Bundesnetzagentur (BNetzA), beslut om certifiering av Baltic Cable AB 19 november 2019, BK6-17-087.

eftersom en legal förutsättning för det är att överföringssystemet den 3 september 2009 tillhörde ett vertikalt integrerat företag.

För att klargöra Baltic Cable AB:s rättsliga status i Sverige är det angeläget att Baltic Cable AB:s status som systemansvarig för överföringssystem i Sverige tydliggörs. Detta gäller oavsett eventuella åtgärder för att bevara Svenska kraftnäts ställning som systemansvarig för överföringssystemet i Sverige.

Enligt utredningens förslag i avsnitt 5.2.4 ska även sammanlänkningar för överföring anses vara överföringssystem. Baltic Cable AB:s ställning i det hänseendet skulle därmed klargöras. Återstår gör då frågan om certifiering.

Baltic Cable AB:s uppfattning

Baltic Cable AB har till utredningen framfört att företaget, med anledning av att begreppet transmissionsnätsföretag i dag enligt svensk lagstiftning endast avser Svenska kraftnät, har haft en oklar legal status i Sverige p.g.a. den svenska lagstiftningen. Den i dag gällande svenska definitionen av transmissionsnätsföretag utesluter alla andra aktörer än Svenska kraftnät och skulle, om den kvarstod, bland annat förhindra Baltic Cable AB att använda sina ackumulerade flaskhalsintäkter till investeringar för att stärka sammanlänkningen mellan Sverige och angränsande EU-land eller mellan elområden.

Baltic Cable AB har vidare framfört att en av de grundläggande principerna i fördraget om Europeiska unionens funktionssätt (EUF) är rätten till fri rörlighet i artikel 28. Inom energisektorn ligger artiklarna 114 och 194 i EUF till grund för att harmonisera och liberalisera EU:s inre energimarknad. Fullbordandet av EU:s inre marknad kräver att många handelshinder avlägsnas och att det sker en tillnärmning av bland annat åtgärder i fråga om normer och standarder samt av säkerhetsbestämmelserna. Syftet är att garantera en fungerande marknad med ett rättvist marknadstillträde och ett starkt konsumentskydd samt en tillräcklig sammanlänkningsgrad och produktionskapacitet. För närvarande bygger energiunionen på genomförandet av åtgärder för energieffektivitet, förnybar energi, elmarknadens utformning, försörjningstrygghet, den inre marknaden för energi, sammanlänkningar, riskberedskap och styrning. Europeiska rådet har vid upprepade tillfällen betonat behovet av att vidta brådskande åtgärder

för att säkerställa att man uppnår en väl fungerande sammanlänkning av el inom unionen med ett sammanlänkningsmål på 15 procent för år 2030. Att förenkla för aktörer som vill bidra till ett sammanlänkat Europa bör således vara prioriterat, samtidigt som standarder upprätthålls.

Det är därför Baltic Cable AB:s uppfattning att om en systemansvarig för överföringssystem som bedriver en sammanlänkning för överföring har certifierats som systemansvarig för överföringssystem i ett annat EU-land, ska en sådan certifiering gälla även i Sverige. Detta bör åtminstone vara fallet för en systemansvarig för överföringssystem med en sammanlänkning för överföring som förbinder Sverige med ett annat EU-land och som har certifierats i det sammanlänkande EU-landet.

Alternativa lösningar

Genomgången av rättsläget visar att huruvida ett företag är en systemansvarig för överföringssystem är något som följer direkt av att vissa kriterier är uppfyllda, dvs. det är inte något som följer av ett särskilt beslut. Att Baltic Cable AB är systemansvarig för överföringssystem har EU-domstolen slagit fast i dom den 11 mars 2020 i mål C 454/18. Utredningen lämnar också ett förslag i enlighet med detta, se avsnitt 5.2.4.

Vidare måste en systemansvarig för överföringssystem vara certifierad för att få använda anläggningen. Certifieringen avser åtskillnad mellan rollen som systemansvarig för överföringssystem gentemot produktion av och handel med el. Baltic Cable AB är certifierad i Tyskland, men inte i Sverige. Sverige saknar lagstiftning som möjliggör åtskillnad genom ITO-lösning.

Utifrån dessa sakförhållanden har utredningen undersökt olika lösningar. Två av dessa lösningar är följande:

- Det första alternativet är att Sverige inför ett regelverk för en ITO-lösning och certifierar Baltic Cable AB efter detta. Sverige måste med detta alternativ förklara varför ITO-lösningen skrevs bort i prop. 2010/11:70 och nu (2025) har en systemansvarig för överföringssystem som var vertikalt integrerad år 2009. En sådan förklaring är att EU-domstolen år 2020 har förklarat att Baltic Cable AB är en systemansvarig för överföringssystem. Dubbel-

certifiering medför troligen att den svenska lösningen även fortsättningsvis måste synkroniseras med den befintliga tyska ordningen för att undvika skilda krav i de två länderna. Lösningen innebär risk för dubbelarbete, samtidigt som det är svårt att se mervärdet. Baltic Cable AB är redan systemansvarig för överföringssystem och certifierad som sådan. Utredningen förespråkar därför inte denna lösning.

- Det andra alternativet är att den tyska certifieringen vinner rättskraft i Sverige och gör Baltic Cable AB till en certifierad systemansvarig för överföringssystem även i Sverige. Detta bör enligt utredningen inte vara något problem avseende Baltic Cable AB, givet EU-domstolens ställningstagande och utredningens förslag. EU-rätten gäller i både Sverige och Tyskland. Situationen avviker inte heller väsentligt från den som gäller där det finns en gränspunkt mellan Svenska kraftnät och en systemansvarig för överföringssystem som certifierats i annat land. Utredningen ser därför detta alternativ som lämpligt avseende Baltic Cable AB.

Utredningens bedömningar och överväganden

Regelverket om certifiering och utnämning syftar till att säkerställa att ett företag som innehar ett överföringssystem uppfyller elmarknadsdirektivets krav på åtskilt ägande av överföringssystem och systemansvariga för överföringssystem. Det finns inget legalt utrymme för att neka certifiering av en systemansvarig för överföringssystem som uppfyller åtskillnadskraven, till exempel med motiveringen att det är önskvärt för utvecklingen av elmarknaden att behålla en ordning med en enda systemansvarig för överföringssystem. Utredningen ser därmed inga problem, vad avser skyddet för kritisk infrastruktur, med att fler systemansvariga för överföringssystem skulle kunna bli certifierade. Det är inte certifieringen, eller certifieringslagstiftningen i sig, som ger skydd åt kritisk infrastruktur. I stället är det annan lagstiftning som ligger till grund för detta, till exempel lagen (2023:560) om granskning av utländska direktinvesteringar. Utöver detta är det regeringen som beslutar om koncession för sammanlänkningar till andra länder.

Det är dock inte tillräckligt att den tyska certifieringen vinner rättskraft i Sverige och gör Baltic Cable AB till en certifierad system-

ansvarig för överföringssystem även enligt svensk rätt. Åtskillnadsreglerna enligt svensk rätt i 3 kap. 30–36 §§ ellagen gäller ändå och måste vara uppfyllda. Eftersom Sverige vid direktivets implementering inte inkluderade möjligheten att certifiera en ITO, är det inte troligt att Baltic Cable AB uppfyller nuvarande krav i svensk lag.

Utredningen föreslår därför att en systemansvarig för överföringssystem med en sammanlänkning för överföring och som har certifierats enligt elmarknadsdirektivet i ett annat land undantas från dels de svenska åtskillnadsreglerna i 3 kap. 30–36 §§ ellagen, dels krav på certifiering enligt 2 kap. 1 § lagen om certifiering av transmissionsnätsföretag för el. Förslaget innebär att beslut i annat land om certifiering som avser en systemansvarig för överföringssystem med en sammanlänkning för överföring gäller direkt i Sverige utan krav på ytterligare åtgärder.

I flera av kommissionsförordningarna finns regler om rösträtt med innebörden att, om det finns flera systemansvariga för överföringssystem i en medlemsstat, ska medlemsstaten fördela röstvärdet mellan de systemansvariga.[90] Utredningens bedömning är att fördelning av röstvärden och kostnadsdelning avseende Sveriges deltagande i europeiska samarbeten relaterat till frågor om systemansvariga för överföringssystem endast bör involvera systemansvariga för överföringssystem som är certifierade i Sverige enligt lagen om certifiering av transmissionsnätsföretag för el.

Utredningens förslag till ny definition av överföringssystem som inkluderar sammanlänkningar för överföring, tillsammans med ett godkännande av den tyska certifieringen av Baltic Cable AB, ger Baltic Cable AB en tydlig legal status även i Sverige med möjlighet att använda flaskhalsintäkter för investering i sammanlänkningskapacitet även kopplat till Sverige. Förslaget innebär ingen ökad administrativ börda eller krav på förändrat ägande.

[90] Se till exempel artikel 9.2 tredje stycket i CACM: Då systemansvariga för överföringssystem beslutar om förslag till villkor eller metoder som förtecknas i punkt 6 ska en röst tillskrivas varje medlemsstat. Om det finns flera systemansvariga för överföringssystem på en medlemsstats territorium ska medlemsstaten fördela röstvärdet mellan de systemansvariga.

5.3.3 Nya systemansvariga för överföringssystem

Av föregående avsnitt framgår att det inte är certifieringen som ger skydd åt kritisk infrastruktur. Om hittillsvarande bedömning avseende Svenska kraftnäts roll som systemansvarig för överföringssystemet i Sverige kvarstår och den positionen ska skyddas, bland annat med hänsyn till skyddet av kritisk infrastruktur, krävs i stället andra åtgärder för att begränsa möjligheterna för framväxten av överföringsnät som inte drivs och förvaltas av Svenska kraftnät eller Baltic Cable AB.

Den nuvarande definitionen av transmissionsnät (överföringsnät) i svensk rätt är, som tidigare nämnts, ett tekniskt och driftsmässigt sammanhängande ledningsnät som har en spänning om 220 kilovolt eller mer, sträcker sig över flera nätregioner i Sverige och länkar samman det nationella elnätet med elnät i andra länder. Av särskilt intresse är således dels utlandsförbindelser, dels ledningar med en spänning om 220 kilovolt eller mer.

Utlandsförbindelser

I dag finns det i ellagen en bestämmelse som motverkar att andra aktörer än Svenska kraftnät bygger utlandsförbindelser. Enligt 2 kap. 16 § andra stycket ellagen får endast transmissionsnätsföretag, eller juridiska personer där ett sådant företag har ett bestämmande inflytande, beviljas och inneha en nätkoncession för en utlandsförbindelse. Undantag gäller om ledningen endast har liten betydelse för den samlade överföringen av el till och från utlandet. Undantag gäller också om nätkoncessionen har beviljats före ellagens ikraftträdande den 1 januari 1998[91], vilket är tillämpligt på Baltic Cable AB. Dessutom är det enligt 2 kap. 4 § andra stycket 1 inte Ei utan regeringen som ska pröva ett ärende som avser en utlandsförbindelse.

Ei ansåg[92] i samband med genomförandet av 2019 års elmarknadsdirektiv att det vore lämpligt att det även fortsättningsvis var Svenska kraftnät som i huvudsak svarade för utlandsförbindelser i Sverige. Ei föreslog därför, i samband med att begreppet systemansvarig för överföringssystem skulle ersätta transmissionsnätsföretag i ellagen, att nuvarande 2 kap. 16 § andra stycket specificerades till

[91] Punkten 2 övergångsbestämmelserna till lagen (2018:1448) om ändring i ellagen (1997:857).
[92] Ei R2020:02 s 387.

”en systemansvarig för överföringssystem som innehar nätkoncession för de huvudsakliga befintliga utlandsförbindelserna” och att den del av meningen som lyder ”eller en juridisk person där ett sådant företag har ett bestämmande inflytande” skulle ersättas med ”eller en juridisk person där en systemansvarig för överföringssystem som innehar nätkoncession för de huvudsakliga befintliga utlandsförbindelserna har ett bestämmande inflytande”. Detta vore en möjlighet att begränsa möjligheterna för andra aktörer än Svenska kraftnät att bygga utlandsförbindelser. En sådan tydlig begränsning till en aktör – Svenska kraftnät – skulle dock troligen strida mot den fria etableringsrätten inom EU.[93]

Utredningens bedömning är att nuvarande ordning är tillfredsställande, men att begränsningen till systemansvariga för överföringssystem måste tydligt omfatta såväl Svenska kraftnät som Baltic Cable AB. EU-domstolen[94] har i ett mål om intäkter från överbelastning (flaskhalsintäkter) funnit att Baltic Cable AB är en systemansvarig för överföringssystem och därmed ska följa elmarknadsförordningen. Enligt förordningen ska flaskhalsintäkter användas till investeringar för att öka överföringskapaciteten genom exempelvis nätutbyggnad. Denna möjlighet måste återspeglas i den svenska lagstiftningen. Därutöver måste regeringen i varje enskilt fall pröva om ledningen för vilken koncession söks är lämplig enligt kriterierna i 2 kap. 12 och 12 a §§ ellagen.

Det kan däremot finnas ett behov av en tydligare definition i ellagen av vad som menas med en utlandsförbindelse. Med en utbyggnad av till exempel havsbaserad vindkraft utanför territorialgränsen – dvs. inom den ekonomiska zonen eller på internationellt vatten – kan en ledning som från början inte ansluter till ett elnät i ett annat land komma att göra så över tid. En utlandsförbindelse skulle till exempel kunna definieras som en ledning som a) ska passera territorialgränsen, b) går till territorialgränsen eller c) uppenbart syftar till att kunna bygga ut nätet utanför territorialgränsen. Denna fråga ligger utanför utredningens uppdrag, men kan behöva utredas ytterligare på annat sätt.

[93] Europeiska kommissionen, Formell underrättelse – Överträdelse nummer 2017/2040.
[94] EU-domstolens dom (tredje avdelningen) den 11 mars 2020 i mål C-454/18.

Ledningar med en spänning om 220 kilovolt eller mer

En annan möjlighet att stärka nuvarande ordning vore att skriva in i ellagen att, med vissa undantag, endast en systemansvarig för överföringssystem bör få nätkoncession, eller överta en nätkoncession, för ledningar med en spänning om 220 kilovolt eller mer. Möjligheten för systemansvariga för distributionssystem att få nätkoncession för sådana ledningar skulle därmed begränsas. Svenska kraftnät bedömer dock inte att det är lämpligt att begränsa möjligheten att få nätkoncession för ledningar med en spänning om 220 kilovolt eller mer enbart till systemansvarig för överföringssystem. Det är inte uteslutande spänningsnivån i sig som är avgörande, utan också ledningens funktion i nätet. Vilka undantag som skulle behövas måste därför utredas vidare, men det skulle kunna avse ledningar som är tekniskt integrerade i lokalnätsområden och radiella ledningar för inmatning eller uttag. Till exempel skulle undantag kunna ges för a) systemansvarig för distributionssystem som har en sådan ledning integrerad i sitt nät och b) enstaka ledning som inte ansluter till ett överföringssystem (se dock nedan om anslutningsledningar).

Vidare ställs det, sett till formella författningskrav, i dag till och med striktare krav på Svenska kraftnät än på andra aktörer för att beviljas nätkoncession för en ledning med en spänning om 220 kilovolt eller mer, eftersom den som söker nätkoncession ska lämna in en samhällsekonomisk lönsamhetsbedömning, om ledningen ingår i ett transmissionsnät[95]. Om det kravet ska finnas kvar bör det rimligtvis gälla samtliga ledningar med en spänning om 220 kilovolt eller mer.

En angränsande fråga är vem som ska ha ansvaret för att ansöka om nätkoncession för anslutningsledningar på 220 kilovolt eller mer. För att undvika nya aktörer på högre spänningsnivåer så skulle en systemansvarig för ett överföringssystem med ett överföringsnät kunna ges skyldigheten att, mot en skälig anslutningsavgift, bygga ut ledningsnätet för anslutning. Någon sådan skyldighet finns inte i dag, utan anslutningsskyldigheten gäller för befintliga ledningar. Det finns dock några frågor som måste utredas noga innan det går att införa en sådan anslutningsskyldighet, till exempel:

[95] 6 § andra stycket förordningen (2021:808) om nätkoncession.

- Ett regelverk som kan tvinga ett nätföretag att bygga ut sitt nät med stöd av nätkoncession för linje vore något helt nytt. Väl införd skulle möjligheten kunna utvidgas. Frågan är om detta är lämpligt och vilka konsekvenser ett sådant regelverk skulle få.
- Hur ska man på ett effektivt sätt kunna vidta åtgärder för att hantera en tidsutdräkt om nätföretaget är tvingat men inte vill prioritera utbyggnaden eller inte vill ha ansvaret för den aktuella ledningen?

Att utreda behovet av ändrade koncessionsregler för ledningar med en spänning om 220 kilovolt eller mer ligger dock utanför utredningens uppdrag. De måste således utredas på annat sätt om konkreta förslag ska kunna lämnas.

I sammanhanget måste man också beakta att det, som ett medel att skynda på utbyggnaden av överföringskapacitet, finns möjlighet att enligt EU-rätten lyfta fram projekt som klassas som energiinfrastrukturprojekt av gemensamt europeiskt intresse (*Projects of Common Interest*, PCI). Regelverket finns i förordning (EU) 2022/869[96]. Projekten ska bidra till integrering av marknaderna och ökad konkurrens, samt leda till bättre försörjningstrygghet och minskade koldioxidutsläpp. Den som vill att ett projekt som berör Sverige ska få ställning som projekt av gemensamt intresse eller ömsesidigt intresse ska lämna in en ansökan om detta via EU-kommissionens utlysningar till den relevanta regionala eller ämnesspecifika gruppen. Utifrån gruppernas arbete och regionala förteckningar ska kommissionen sedan ta fram en unionsförteckning över projekt av gemensamt eller ömsesidigt intresse. Vissa projekt av gemensamt intresse som tagits med i unionsförteckningen ska bli en integrerad del av berörda regionala investeringsplaner, tioåriga nätutvecklingsplaner (TYNDP) och eventuella andra nationella infrastrukturinvesteringsplaner i den mån de är relevanta. Projekten ska ges högsta möjliga prioritet i alla dessa planer. Frågan är därför vilken påverkan som regelverket om PCI kan ha på de svenska statsmakternas möjligheter att neka nätkoncession för en ledning som potentiellt kan

[96] Europaparlamentets och rådets förordning (EU) 2022/869 av den 30 maj 2022 om riktlinjer för transeuropeisk energiinfrastruktur, om ändring av förordningarna (EG) nr 715/2009, (EU) 2019/942 och (EU) 2019/943 och direktiven 2009/73/EG och (EU) 2019/944, och om upphävande av förordning (EU) nr 347/2013.

komma att ingå i ett överföringssystem. Detta gäller även sammanlänkningar till andra länder.

5.3.4 Ansvarsområdet för en systemansvarig

Rollen systemansvarig för överföringssystem infördes i den europeiska elmarknadslagstiftningen i samband med omregleringen av elmarknaden och genom det första elmarknadsdirektivet[97] i mitten av 1990-talet. Ansvarsområdena har därefter successivt utvecklats och förtydligats, se avsnitt 5.1. Elmarknadsdirektivets ansvarsfördelning mellan olika aktörer har en genomgripande inverkan på elsystemets utveckling och elmarknadens funktionssätt. Det är därför viktigt att ansvarsfördelningen tydligt framgår av regelverket.

Förtydligande av ansvar i ellagen

Svenska kraftnät har till utredningen föreslagit[98] att några grundläggande ansvarsområden som kopplar till systemansvaret tydliggörs i ellagen.

Utöver de grundläggande skyldigheter som Svenska kraftnät föreslår, och som i stort sett följer av elmarknadsdirektivet, har Svenska kraftnät bland annat föreslagit att kraven på att utbyta data, genomföra driftsäkerhetsanalyser och koordinerad avbrottsplanering tydliggörs för både systemansvariga för överföringssystem och särskilt utpekade systemansvariga för distributionssystem.

Det bör enligt Svenska kraftnät vidare förtydligas i ellagen att Svenska kraftnät som systemansvarig för överföringssystem har ansvaret för frekvensen i delar som är synkront anslutna till det nationella elsystemet samt att det är Svenska kraftnät som via Nordiska regionala samordningscentret (NRCC) beräknar och tilldelar överföringskapacitet till elmarknaden.

De förtydliganden som kopplar till den systemansvarige för överföringssystem ansvarsområden speglar i stort det som redan i dag finns i bland annat förordning (EU) 2017/1485 (SO GL) eller förordning (EU) 2015/1222 (CACM). Även om ansvarsområdena redan finns angivna i den europeiska lagstiftningen anser Svenska

[97] Direktiv 96/92/EG.
[98] Promemoria från Niclas Damsgaard, Svenska kraftnät, den 13 december 2024.

kraftnät att dessa delar bör föras in i, eller åtminstone refereras till, i ellagen då det skapar en tydlighet kring de ansvarsområden som en systemansvarig för överföringssystem har och det skapar en möjlighet att införa kompletterande nationell reglering.

Ellevio har föreslagit[99] att Svenska kraftnät beskriver sin praxis för hur systemansvaret tillämpas och hur det balanseras mellan nationella, nordiska och europeiska intressen med utgångspunkt från riksdagens nya leveranssäkerhetsmål. Svenska kraftnät bör enligt Ellevio via en ny instruktion i regleringsbrevet ta fram ett nytt styrdokument, ”Svenska kraftnäts tillämpning av systemansvaret”, som därefter fastställs av det råd som föreslås i den energipolitiska inriktningspropositionen, med representanter för regionnätsägare och elproducenter.

Ansvarsfördelning mellan systemansvariga för överföringssystem

Om det inom ett land finns flera systemansvariga för överföringssystem, som är av olika karaktär, behöver ansvar och roller dem emellan tydliggöras. För detta finns begrepp, terminologi och regler inom EU-rätten. Det tydligast särskiljande draget mellan olika typer av systemansvariga för överföringssystem är huruvida deras system utgör ett så kallat kontrollområde[100] och om den systemansvarige därmed ansvarar för ett sådant eller inte.

En systemansvarig för överföringssystem med ett överföringsnät, till exempel Svenska kraftnät, har ett kontrollområde för lastfrekvensreglering enligt artikel 3.12 i SO GL. En sådan systemansvarig för överföringssystem är en del av ett synkronområde med avgränsningar som fysiskt avgränsas av mätpunkter vid sammanlänkningar till andra kontrollområden för lastfrekvensreglering och som fullgör skyldigheterna för lastfrekvensreglering. En sådan systemansvarig för överföringssystem har även ett kontrollområde enligt artikel 2.67 i elmarknadsförordningen, vilket drivs av en enda systemansvarig och som inkluderar sammankopplade fysiska belastningar och/eller eventuella produktionsenheter.

Det finns andra typer av systemansvariga för överföringssystem som inte har samma ansvar. En systemansvarig för överföringssystem

[99] Skrivelse från Ellevio den 6 oktober 2024.
[100] Se beskrivningen till definitionen av systemansvarig för överföringssystem i avsnitt 5.2.4.

med endast en sammanlänkning för överföring, till exempel Baltic Cable AB, har inte ett kontrollområde för lastfrekvensreglering enligt artikel 3.12 i SO GL, och är inte heller en del av ett synkronområde eller ett helt synkronområde som fysiskt avgränsas av mätpunkter vid sammanlänkningar till andra kontrollområden för lastfrekvensreglering. En sådan systemansvarig för överföringssystem har inte någon fysisk belastning i sitt överföringssystem och har därmed inte några skyldigheter till lastfrekvensreglering. En sådan systemansvarig för överföringssystem har inte heller ett kontrollområde enligt artikel 2.67 i elmarknadsförordningen, eftersom systemet inte inkluderar sammankopplade fysiska belastningar och/eller eventuella produktionsenheter.

Att Svenska kraftnät har ett kontrollområde och Baltic Cable AB inte har ett kontrollområde är den huvudsakliga skillnaden dem emellan i roller och ansvar som systemansvariga. EU-regelverket ger en tydlig vägledning om ansvarsfördelningen.

Bestämmelser som gäller samtliga systemansvariga för överföringssystem

Svenska kraftnät driver det överföringsnät som möjliggör anslutning av produktions- respektive förbrukningsenheter, medan Baltic Cable AB driver en separat sammanlänkning för överföring. I de frågor som rör det egna överföringssystemet och de skyldigheter som gäller samtliga systemansvariga för överföringssystem är Svenska kraftnät och Baltic Cable AB jämbördiga som systemansvariga.

Fördelning av ansvar mellan överföringsnät och sammanlänkning för överföring

Enligt de föreslagna definitionerna i avsnitt 5.2.4 är Svenska kraftnät systemansvarig för överföringssystem genom att driva ett överföringsnät medan Baltic Cable AB är systemansvarig för överföringssystem genom att driva en sammanlänkning för överföring. Kraven för dessa olika systemansvariga för överföringssystem behöver särskiljas, eftersom det finns bestämmelser som inte är relevanta för en sammanlänkning. Detta görs på ett tydligt sätt genom EU-lagstiftningen.

De bestämmelser i ellagen med tillhörande förordningar som endast är relevanta för systemansvariga för överföringssystem med ett överföringsnät bör justeras så att de endast träffar en sådan systemansvarig, dvs. Svenska kraftnät. Ett exempel på sådana bestämmelser avser ansvar för frekvenshållning inom ett kontrollområde. En sådan systemansvarig ansvarar för att uppfylla samtliga skyldigheter som en systemansvarig för överföringssystem har enligt europeisk och svensk lagstiftning. Detta inkluderar uppgifter relaterade till frekvenskontroll av elnätet, systemdrift, balansering, nätutvecklingsplanering och alla andra ansvarsområden som är nödvändiga för att säkerställa en effektiv funktion i, och drift av, sitt kontrollområde.

En systemansvarig för överföringssystem med endast en sammanlänkning för överföring som inte utgör ett kontrollområde är ansvarig för drift av sammanlänkningar som ansluter till ett eller flera svenska elområden. En sådan systemansvarig bör inte omfattas av krav som relaterar till kontrollområdesansvar, utan begränsas till krav på att uppfylla driftsmässiga och marknadsmässiga krav som gäller specifikt för dess överföringssystem.

Det finns i stort sett likalydande bestämmelser i flera kommissionsförordningar att beakta som syftar till att fördela ansvaret mellan systemansvariga om det finns flera sådana i en medlemsstat: artikel 1.3 i CACM, artikel 1.3 i FCA, artikel 1.4 i EB, artikel 2.3 i SO GL och artikel 1.7 i ER. Utgångspunkten är att respektive förordning ska tillämpas på alla systemansvariga för överföringssystem i respektive medlemsstat. Om en systemansvarig för överföringssystem inte har en funktion som är relevant för en eller flera av skyldigheterna enligt förordningen får dock medlemsstaten i nationell lagstiftning föreskriva att ansvaret hos en systemansvarig för överföringssystem att uppfylla en, flera eller alla skyldigheter enligt förordningen tilldelas en eller flera specifika systemansvariga för överföringssystem.

Lämpligen bestäms ansvarsfördelningen genom ett bemyndigande i lag till regeringen att utse en bestämd systemansvarig för överföringssystem, rimligen Svenska kraftnät, att fullgöra de skyldigheter enligt berörda förordningar som berör funktioner som en systemansvarig för överföringssystem med endast en sammanlänkning saknar. Därefter bör Ei ges i uppgift att genom beslut i detalj fastställa ansvarsfördelningen enligt kommissionsförordningarna mellan Svenska

kraftnät och Baltic Cable AB, eftersom det finns skyldigheter enligt berörda förordningar som berör funktioner som en systemansvarig för överföringssystem med endast en sammanlänkning saknar. Beslutet bör också hantera hur fördelningen av kostnader som är hänförliga till denna ansvarsfördelning ska ske.

Särskild utsedd systemansvarig för överföringssystem

Utredningen har övervägt om det är lämpligt att en särskilt utsedd systemansvarig för överföringssystem har ett utpekat ansvar, särskilt med hänsyn till utredningens förslag nedan i avsnitt 5.3.5 att funktionen systemansvarig myndighet tas bort, och att regeringen borde ges bemyndigande att för vissa uppgifter utse en systemansvarig för överföringssystem, rimligen Svenska kraftnät. Utredningen har dock inte identifierat ett sådant behov i dagsläget.

Ansvarsförhållanden vid fredstida krissituationer eller krig

I förordningen med instruktion för Affärsverket svenska kraftnät fastställs i 4 § att Svenska kraftnät i krig eller när regeringen annars bestämmer ska i samverkan med övriga totalförsvarsmyndigheter tillgodose samhällets behov av elkraft genom att planera, leda och samordna elförsörjningens resurser.

När förbrukningsreglering av el införts har Svenska kraftnät till uppgift att, i den utsträckning regeringen föreskriver, svara för långsiktig planering och inriktning av elproduktionen.

Svenska kraftnät anser[101] att denna uppgift ska regleras i ellagen och att det ska finnas ett tydligt mandat för Svenska kraftnät att beordra berörda aktörer att vidta de åtgärder som krävs för att Svenska kraftnät ska kunna fullgöra de krav som framgår av paragrafen.

Utredningens bedömningar och överväganden

Enligt de föreslagna definitionerna i avsnitt 5.2.4 är Svenska kraftnät systemansvarig för överföringssystem genom att driva ett överföringsnät medan Baltic Cable AB är systemansvarig för överförings-

[101] Promemoria från Niclas Damsgaard, Svenska kraftnät, den 13 december 2024.

system genom att driva en sammanlänkning för överföring. Kraven för dessa olika systemansvariga för överföringssystem behöver särskiljas, eftersom det finns bestämmelser som inte är relevanta för den som enbart driver en sammanlänkning. Här finns det bestämmelser i flera kommissionsförordningar att beakta. Om en systemansvarig för överföringssystem inte har en funktion som är relevant för en eller flera av skyldigheterna enligt förordningen får medlemsstaten i nationell lagstiftning föreskriva att ansvaret hos en systemansvarig för överföringssystem att uppfylla en, flera eller alla skyldigheter enligt förordningen tilldelas en eller flera specifika systemansvariga för överföringssystem. Lämpligen sker ansvarsfördelningen genom ett bemyndigande i lag till regeringen att utse en bestämd systemansvarig för överföringssystem, rimligen Svenska kraftnät, att fullgöra de skyldigheter enligt berörda förordningar som berör funktioner som en systemansvarig för överföringssystem med endast en sammanlänkning saknar. Sedan bör Ei ges i uppgift att genom ett beslut i detalj fastställa ansvarsfördelningen enligt kommissionsförordningarna mellan Svenska kraftnät och Baltic Cable AB. Beslutet bör också ge vägledning om hur fördelningen ska ske av kostnader som är hänförliga till denna ansvarsfördelning.

Det kan även finnas bestämmelser i ellagen med tillhörande förordningar som endast är relevanta för systemansvariga för överföringssystem som driver ett överföringsnät. Dessa bestämmelser bör justeras så att de endast träffar en sådan systemansvarig, dvs. Svenska kraftnät.

Utredningen bedömer det inte lämpligt att, enligt den modell som Svenska kraftnät har föreslagit, i ellagen tydliggöra grundläggande ansvarsområden för en systemansvarig för överföringssystem. För de ansvarsområden som regleras i kommissionsförordningar får kraven inte dubbleras i nationell lagstiftning. Dessutom finns en risk att de föreslagna bestämmelserna som beskriver grundläggande ansvarsområden över tid kommer att tolkas självständigt i förhållande till EU-regelverket. En sådan utveckling riskerar därmed att snarare öka otydligheten avseende ansvar än att, som syftet är, tydliggöra det. Ytterligare ett skäl till varför det inte är lämpligt att tydliggöra grundläggande ansvarsområden som redan gäller enligt kommissionsförordningar är det faktum att kommissionsförordningarna uppdateras kontinuerligt. Flera av kommissionsförordningarna är för

närvarande under revidering.[102] Det gör att sådana förtydliganden i ellagen riskerar att inom kort tid bli obsoleta.

Utredningen finner det inte heller lämpligt att till ellagen flytta bestämmelsen om att Svenska kraftnät i krig eller när regeringen annars bestämmer i samverkan med övriga totalförsvarsmyndigheter ska tillgodose samhällets behov av elkraft genom att planera, leda och samordna elförsörjningens resurser. Allmänt finns inte skäl att lyfta upp Svenska kraftnäts åliggande på lagnivå. Svenska kraftnät har inte framfört något konkret förslag när det gäller befogenheter i förhållande till enskilda som motiverar reglering i lag. I avsaknad av ett sådant förslag och med hänsyn till att detta är en beredskapsfråga som systematiskt inte passar in i ellagen, lämnar utredningen inget förslag i denna del.

5.3.5 Systemansvarig myndighet

Utredaren ska föreslå hur Svenska kraftnäts uppgifter som systemansvarig för överföringssystemet och de uppgifter som Svenska kraftnät utför i egenskap av myndighet kan tydliggöras och särskiljas i regleringen.

Utöver att vara systemansvarig för överföringssystemet enligt elmarknadsdirektivet har Svenska kraftnät rätt att meddela föreskrifter och har ansvar för uppgifter i egenskap av systemansvarig myndighet enligt förordningen om det nationella elsystemet och som elberedskapsmyndighet enligt förordningen (1997:294) om elberedskap. Svenska kraftnät har dessutom ytterligare myndighetsuppgifter, bland annat att främja dammsäkerheten i Sverige. Det kan finnas behov av att de uppgifter som Svenska kraftnät har som systemansvarig för överföringssystemet och som Svenska kraftnät utför i egenskap av myndighet ska vara tydligare och åtskilda.

Bakgrund

Rollen systemansvarig myndighet infördes i samband med elmarknadsreformen 1996. Syftet var att möta behovet av den driftmässiga samordningen av alla delsystem som var sammanknutna via storkraftnätet, dvs. Svenska kraftnäts överföringsnät. Med det första

[102] Bland annat kommissionsförordningarna CACM och FCA är under revidering.

elmarknadsdirektivet något år senare tillkom rollen systemansvarig för överföringssystem. Genom utvecklingen av EU-rätten sedan dess har en systemansvarig för överföringssystem i dag merparten av de uppgifter som åligger den systemansvariga myndigheten. Eftersom Svenska kraftnät både är systemansvarig myndighet (begrepp enbart i svensk rätt) och systemansvarig för överföringssystem (begrepp enligt EU-rätten) blir det därmed ibland otydligt i vilken roll Svenska kraftnät agerar i specifika situationer.

Förhållandet mellan systemansvarig för överföringssystem och systemansvarig myndighet

Begreppen systemansvar och systemansvarig förekommer redan i dag i den svenska ellagstiftningen, men med en annan innebörd än i EU-lagstiftningen. Av 8 kap. 1 § ellagen framgår att den myndighet som regeringen bestämmer har det övergripande ansvaret för att elektriska anläggningar samverkar driftsäkert så att balans inom hela eller delar av landet kortsiktigt upprätthålls mellan produktion och förbrukning av el (systemansvarig myndighet). Att denna myndighet är Svenska kraftnät framgår i sin tur av 6 § förordningen om det nationella elsystemet.

I förarbetena inför elmarknadsreformen[103] anförde regeringen att för att koordinera systemet och svara för elbalans och nätdrift krävs att någon har ett överordnat ansvar, ett systemansvar. Med detta avsågs den driftmässiga samordningen av alla delsystem som var sammanknutna via storkraftnätet. I detta ansvar ligger bland annat att fördela de enskilda företagens insatser av reglerkapacitet med mera, och att svara för att rätt frekvens upprätthålls i systemet. Produktion, överföring och förbrukning av el behöver således samordnas. I samma proposition[104] föreslogs att regeringen skulle bemyndigas att utse den myndighet som ska ha det övergripande ansvaret för att elektriska anläggningar samverkar driftsäkert så att balans inom hela eller delar av landet kortsiktigt upprätthålls mellan produktion och förbrukning av ström (systemansvar).

Vad som ingår i systemansvaret tydliggörs bland annat i prop. 1993/94:162 och Elkonkurrens med nätmonopol (SOU 1993:68). Ansvarsområden för den systemansvariga myndigheten är att:

[103] Prop. 1993/94:162 s. 83.
[104] Prop. 1993/94:162 s. 87.

- Upprätthålla frekvensen
- Upprätthålla spänningen i överföringssystemet och på utlandsförbindelserna
- Upprätthålla överföringsförmågan i överföringssystemet och på utlandsförbindelserna vilket inbegriper bland annat,
  - driftplanering vilket innefattar bland annat avbrottsplanering och teknisk kravställning för de som ansluter till överföringssystemet samt
  - driftövervakning av det nationella elsystemet för att kunna hantera överbelastningar i överföringssystemet och på utlandsförbindelser.
- Avräkning.

Bestämmelser om det övergripande systemansvaret finns i 8 kap. 1–8 §§ ellagen samt 8–16 §§ förordningen om det nationella elsystemet. Nedan[105] görs en översiktlig genomgång av de ansvarsområden som Svenska kraftnät har som systemansvarig myndighet, som är reglerat i 8 kap. i ellagen, och hur dessa till stor del överlappar med de krav som fastställs i elmarknadsförordningen och kommissionsförordningarna. Huruvida en del krav följer av krav från elmarknadsdirektivet framgår inte av tabellen. Tabellen omfattar bestämmelserna i 8 kap. 1–11 §§ ellagen. En motsvarande genomgång finns i avsnitt 7.2.4 med en genomgång av de ansvarsområden som Svenska kraftnät har som systemansvarig myndighet i förhållande till balansansvaret i 8 kap. 12–43 §§ i ellagen.

8 kap. 1 § – Övergripande systemansvar

Svenska kraftnäts kommentar: Enligt förarbetena till ellagen ingår, som nämnts ovan, följande uppgifter i rollen som systemansvarig myndighet.

[105] Informationen, med undantag för utredningens bedömning, är tagen från Svenska kraftnät. Problembeskrivning systemansvar. Promemoria till Elmarknadsutredningen den 29 juli 2024 samt en skrivelse från Niclas Damsgaard, Svenska kraftnät, den 7 februari 2025.

1. Upprätthålla frekvensen
2. Upprätthålla spänningen i överföringssystemet och på utlandsförbindelserna
3. Upprätthålla överföringsförmågan i överföringssystemet och på utlandsförbindelserna vilket inbegriper bland annat,
   - driftplanering vilket innefattar bland annat avbrottsplanering och teknisk kravställning för de som ansluter till överföringssystemet samt
   - driftövervakning av det nationella elsystemet för att kunna hantera överbelastningar i överföringssystemet och på utlandsförbindelser.
4. Avräkning

Samtliga av punkterna regleras inom EU-rätten.

Utredningens bedömning: Bestämmelsen utgår. Även 6 § i förordningen om nationella elsystemet om att Svenska kraftnät ska vara systemansvarig myndighet utgår. Följdändringar görs i Svenska kraftnäts myndighetsinstruktion.

8 kap. 2–6 §§ – Särskilda åtgärder för att öka eller minska produktionen eller förbrukningen av el

Svenska kraftnäts kommentar: Enligt ellagen kan Svenska kraftnät som systemansvarig myndighet beordra balansansvariga eller elproducenter att öka eller minska sin produktion. Om inte det skulle vara tillräckligt får Svenska kraftnät beordra nätföretagen att begränsa eller avbryta överföringen av el till elanvändarna. Dessa möjligheter finns även inom EU-rätten.

Svenska kraftnät ska som systemansvarig för överföringssystem enligt artikel 107 i SO GL göra tillräcklighetsanalyser. Skulle analyserna vissa på bristande tillräcklighet i kontrollområdet inom dagen före- eller intradagtidsramen ska en systemansvarig för överföringssystem enligt artikel 21 i ER ha rätt att begära assistans med aktiv effekt från leverantörer av balanstjänster, ägare av produktions- eller förbrukningsanläggningar och från andra systemansvariga för över-

föringssystem. Möjligheten till manuell förbrukningsbortkoppling framgår av artikel 22 i ER.

Svenska kraftnät som systemansvarig för överföringssystem har också möjlighet enligt Svenska kraftnäts systemskyddsplan, som är framtagen utifrån ER, att öka eller minska produktion eller förbrukning av el genom automatisk eller manuell förbrukningsfrånkoppling.

Svenska kraftnät bedömer dock att den rätt som artikel 21 i ER ger den systemansvarige för överföringssystem att beordra inte är tillräcklig för att säkerställa driftsäkerheten. Artikel 21 är endast tillämplig vid bristande tillräcklighet, till och med intradag samt ger heller inte rätt till minskning av effekt. Det kan uppstå situationer närmare driftskedet som kräver beordring för att upprätthålla driftsäkerheten i överföringssystemet och som inte heller beror på bristande tillräcklighet. Även om systemskyddsplanen skulle kunna innehålla den typen av åtgärder så kan det ju finnas en risk att en berörd aktör har starka invändningar mot att en åtgärd i dess anläggning ingår som systemskyddsåtgärd. Svenska kraftnät kan inte tvinga fram systemskyddsåtgärder utan ska designa dem i samordning med berörda aktörer. En rätt att beordra, utanför den rätt som ER ger, behöver således kvarstå.

8 kap. 2 §

Svenska kraftnäts kommentar: Svenska kraftnät bedömer att möjligheten till att beordra utanför det som ER ger möjlighet till behöver finnas kvar. Svenska kraftnät föreslår att paragrafen finns kvar men blir ett komplement till artikel 21 i ER samt till systemskyddsplanen. Därav en generell referens till ER. Beroende på vad utredningen kommer fram till gällande balansansvarig part/leverantör av balanstjänster behöver begreppet balansansvariga bytas ut till ”leverantör av balanstjänster”.

Utredningens bedömning: Bestämmelsen flyttas, med ändringar i enlighet med Svenska kraftnäts förslag, till 3 kap. ellagen.

8 kap. 3 §

Svenska kraftnäts kommentar: Svenska kraftnät föreslår att regleringen av den marknadsmässiga ersättningen i ellagen kopplas till den beordran som görs utifrån ellagen och inte ER. Även tillägget direkt eller indirekt föreslås eftersom beordringen kan ske via en systemansvarig för distributionssystem.

Utredningens bedömning: Bestämmelsen flyttas, med ändringar i enlighet med Svenska kraftnäts förslag, till 3 kap. ellagen.

8 kap. 4 §

Svenska kraftnäts kommentar: Bestämmelsen kan utgå.

Utredningens bedömning: Bestämmelsen utgår, eftersom ersättningen enligt förslaget ska betalas ut av Svenska kraftnät i egenskap av systemansvarig för överföringssystem, inte systemansvarig myndighet. Rätten att besluta är här rimligen kopplad till myndighetsfunktionen.

8 kap. 5 §

Svenska kraftnäts kommentar: Första stycket behöver kvarstå, eftersom omfattar även automatisk förbrukningsfrånkoppling (AFK). Artikel 22 i ER är kopplat till manuell förbrukningsfrånkoppling (MFK). Även andra stycket behöver kvarstå.

Utredningens bedömning: Första stycket behöver kvarstå, eftersom det omfattar även AFK. Andra stycket om hänsyn till samhällsviktiga elanvändare kvarstår. Bestämmelsen flyttas till 3 kap. ellagen.

8 kap. 6 §

Svenska kraftnäts kommentar: Bemyndigandet enligt 2 § har inte utnyttjats.

Artikel 22 i ER gäller enbart MFK. Svenska kraftnät har föreskriftsrätt för begränsning eller avbrytande av överföring enligt 5 § utifrån 11 § förordningen om det nationella elsystemet. Svenska kraftnät har givit ut föreskrifter på området: SvKFS 2021:1. Det är viktigt att föreskriftsrätten kvarstår så att Svenska kraftnät har möj-

lighet att ändra föreskrifterna vid behov. Även om AFK regleras genom DCC och till viss del ER behöver Svenska kraftnät ha kvar föreskriftsrätten och rätten att reglera detta eftersom varken DCC eller ER ger Svenska kraftnät tillräckligt stor bestämmanderätt för att säkerställa denna förmåga.

Utredningens bedömning: Bemyndigandet avseende 2 §, motsvarande artikel 21 i ER, har inte utnyttjats och utgår. Bemyndigandet avseende 5 § flyttas till 3 kap. ellagen. 11 § förordningen om det nationella elsystemet justeras.

8 kap. 7 § – Skyldighet att lämna uppgifter till den systemansvariga myndigheten

Svenska kraftnäts kommentar: I artiklarna 40–53 i SO GL, i Ei:s föreskrifter (EIFS 2024:3) om fastställande av krav på datautbyte mellan nätföretag och betydande nätanvändare som följer av artikel 40.5 i SO GL och 40 i ER anges vilka uppgifter som berörda parter ska lämna till Svenska kraftnät som systemansvarig för överföringssystem.

13–16 §§ i förordningen om det nationella elsystemet är utfärdade med stöd av 8 kap. 7 §. Dessa paragrafer behöver finnas kvar. Svenska kraftnät behöver ha stöd för att få in de uppgifter som i dag nämns i paragraferna och som Svenska kraftnät inte kan få in på annat sätt.

Utredningens bedömning: Bestämmelsen flyttas, med ändringar i enlighet med Svenska kraftnäts förslag, till 3 kap. ellagen.

8 kap. 8 § – Tjänster med anknytning till det övergripande systemansvaret

Svenska kraftnäts kommentar: Enligt EU-rätten kan Svenska kraftnät som systemansvarig för överföringssystem anskaffa följande tjänster.

1. Stödtjänster för balansering
2. Icke-frekvensrelaterade stödtjänster
3. Avhjälpande åtgärder för hantering av nätproblem
4. Systemskydds- och återuppbyggnadstjänster

Hur dess tjänster ska anskaffas framgår av lagstiftningen. Svenska kraftnät bedömer att 8 § kan strykas, eftersom kraven på icke-frekvensrelaterade stödtjänster framgår av 3 kap. 4–10 §§. För övriga tjänster framgår det av EU-lagstiftningen hur dessa ska anskaffas.

Utredningens bedömning: Bestämmelsen utgår.

8 kap. 9–11 § §§ – Driftsäkerhet

Svenska kraftnäts kommentar: Bemyndigandena har getts till Ei.

Utredningens bedömning: Bemyndigandena flyttas till 3 kap. ellagen.

Bemyndigande att meddela föreskrifter

Verktyget för den systemansvariga myndigheten var ursprungligen att utfärda föreskrifter med hänsyn till driftsäkerhet, informationsutbyte med mera. Frågan om Svenska kraftnäts normgivningsbemyndigande som systemansvarig myndighet behandlas sedan i förarbeten[106] i samband med att kommissionsförordningarna tas upp. Enligt kommissionsförordningarna avseende anslutning ska generellt tillämpliga krav för anslutning av anläggningar till elnätet vara godkända av det organ som utses av medlemsstaten. Regeringens bedömning var att i Sverige bör den uppgiften ligga på en myndighet, och den myndigheten bör även meddela de nödvändiga föreskrifterna. Det godkännande organet bör vara den nationella energitillsynsmyndigheten, om det inte finns särskilda skäl som talar för en annan ordning. I Sverige är Ei nationell energitillsynsmyndighet. Svenska kraftnät kommer i egenskap av transmissionsnätsföretag att fastställa generellt tillämpliga krav på det sätt som avses i kommissionsförordningarna avseende anslutning. Att utse Svenska kraftnät till det organ som ska godkänna kraven står dock i strid med den konstruktion som kommissionsförordningarna avseende anslutning förutsätter, nämligen att två olika aktörer fyller de aktuella rollerna. Transmissionsnätsföretaget tar enligt kommissionsförordningarna fram ett förslag, och ett annat organ står för prövning och godkännande. I konsekvens med detta bör det därför ligga på Ei att godkänna generellt tillämpliga krav för anslutning på det underlag som tillhandahålls av Svenska kraftnät. När det gäller förhandsgod-

[106] Prop. 2017/18:98 s. 16.

kännande enligt kommissionsförordningen avseende drift bör även den uppgiften ligga på Ei. Skälen för detta är i huvudsak desamma som motiverar att Ei är det utsedda organet enligt kommissionsförordningarna avseende anslutning.

Enligt gällande ordning är det således Ei som har bemyndigande att meddela föreskrifter inom de områden där Svenska kraftnät tidigare hade motsvarande bemyndigande i egenskap av systemansvarig myndighet. Frågan om Svenska kraftnät bör få besluta om motsvarande bestämmelser i egenskap av systemansvarig för överföringssystem behandlas i avsnitt 5.5.1.

Överlappande roller

Definitionerna av systemansvarig myndighet i nationell rätt och av systemansvarig för överföringssystem i EU-rätten är två sätt att uppnå samma syfte. EU-rätten hanterar i dag till stor del den koordinerande roll som Svenska kraftnät har som systemansvarig myndighet genom att reglera hur delsystemen i det nationella elsystemet behöver samverka för att det ska vara möjligt att bibehålla frekvens, spänning, överföringskapacitet och andra gemensamma förmågor i överföringssystemet. Nuvarande ordning leder till en överlappning av rollerna.

Rättsosäkerhet

Ytterligare en konsekvens av Svenska kraftnäts roll som både systemansvarig myndighet och systemansvarig för överföringssystem framgår av Högsta förvaltningsdomstolens dom den 27 maj 2024 i mål nr 2081-23. Domen visar på den rättsosäkerhet som de dubbla rollerna kan medföra.

Förutsättningarna var följande. En ägare av en kraftproduktionsanläggning planerade en modernisering av kraftproduktionsmoduler vid ett vattenkraftverk och underrättade den systemansvarige för distributionssystemet för det aktuella området, om sina planer. Den systemansvarige för distributionssystemet gjorde bedömningen att moderniseringen var av sådan omfattning att ett nytt anslutningsavtal krävdes och meddelade detta till Ei som fattade beslut i ärendet. Den systemansvarige för distributionssystemet var, i egenskap av berörd systemansvarig, part i ärendet hos Ei. Svenska kraftnät fick,

i egenskap av systemansvarig för överföringssystem, tillfälle att lämna synpunkter under ärendets handläggning men var inte part.

Svenska kraftnät överklagade Ei:s beslut först till förvaltningsrätten, som avslog överklagandet, och sedan till kammarrätten, som ansåg att Svenska kraftnät saknade klagorätt eftersom det intresse som Svenska kraftnät företräder i egenskap av systemansvarig myndighet är offentligrättsligt.

Frågan prövades slutligen av Högsta förvaltningsdomstolen som gjorde följande bedömning. För att en statlig myndighet som inte är part hos en beslutsmyndighet ska ha rätt att överklaga den myndighetens beslut krävs att det finns uttryckligt författningsstöd för det. Något sådant författningsstöd finns inte i detta fall. Svenska kraftnät har följaktligen inte rätt att överklaga Ei:s beslut med hänvisning till att Svenska kraftnät är systemansvarig myndighet enligt ellagen, ett ansvar som tar sikte på elsystemet i stort.

Svenska kraftnät åberopade dock inte främst sin roll som systemansvarig myndighet. Det är i stället det intresse som Svenska kraftnät företräder i sin egenskap av systemansvarig för överföringssystemet som lyfts fram. HFD gör här bedömningen att om en myndighet agerar som företrädare för ett rent privaträttsligt intresse anses myndigheten uppträda som en enskild. Bestämmelsen i 42 §§ förvaltningslagen om klagorätt blir då tillämplig. Bestämmelserna om vem som kan utses till systemansvarig för överföringssystemet omfattar alla slags rättssubjekt. Även en privat aktör har alltså möjlighet att ansöka om att bli utsedd till systemansvarig. Med hänvisning till det anförda gör HFD bedömningen att Svenska kraftnät företräder ett enskilt intresse när myndigheten verkar i egenskap av systemansvarig för överföringssystemet.

Vid prövningen av de aktuella bestämmelserna ges Svenska kraftnät möjlighet att göra en mer ingående analys av potentiella risker med att något eller några anslutningskrav inte ska behöva tillämpas. Att inte medges den möjligheten inverkar på Svenska kraftnäts möjlighet att uppfylla sitt ansvar som systemansvarig för överföringssystemet. Det anförda leder till slutsatsen att Svenska kraftnät har rätt att överklaga Ei:s beslut.

Tillsynsansvar för driftsäkerhet

Den systemansvariga myndigheten och den myndighet som utövar tillsyn över driftsäkerheten utgör i princip två olika roller. Det följer inte av ellagen att tillsynsmyndigheten måste vara den systemansvariga myndigheten (jfr 12 kap. 1 § första stycket). Den systemansvariga myndigheten har dessutom befogenheter som tillsynsmyndigheten inte behöver, nämligen beordringsrätten enligt 8 kap. 2 och 5 §§. Jfr avsnitt 5.5.3. under rubriken Otydlig reglering avseende driftsäkerhet. Det är dock klart att Svenska kraftnät har tillsynsansvar för den föreskrift som Svenska kraftnät har beslutat om med stöd i 8 kap. ellagen gällande automatisk förbrukningsfrånkoppling. Av 8 § förordningen om det nationella elsystemet framgår att Svenska kraftnät ska utöva tillsyn över att ellagen och föreskrifter eller villkor som har meddelats i anslutning till lagen följs när det gäller frågor om driftsäkerheten hos det nationella elsystemet. Föreskriften om automatisk förbrukningsfrånkoppling har meddelats i anslutning till ellagen.

Svenska kraftnät har framfört till utredningen att tillsynen för driftsäkerheten bör flyttas från Svenska kraftnät till Ei, eftersom det är oklart vilket ansvar Svenska kraftnät har vad avser tillsyn över driftsäkerheten. Skälet är att Ei har tillsyn över de delar av driftsäkerheten som regleras i SO GL och ER. Det är inte heller lämpligt att bedriva tillsyn samtidigt som Svenska kraftnät ska ingå ett avtal med systemansvariga för distributionssystem om driftsäkerheten (se utredningens förslag i avsnitt 5.5.1 och 5.5.6). Ei delar Svenska kraftnäts bedömning.

En överflyttning av tillsynsansvaret för driftsäkerheten kräver inte att 12 kap. 1 § ellagen ändras, eftersom bestämmelsen endast möjliggör en uppdelning på olika myndigheter, men inte kräver det, genom att tillsynsmyndigheten för driftsäkerheten utses separat och inte är kopplad till funktionen nätmyndighet. Vad utredningen kan bedöma är det endast två förordningsändringar som krävs:

1. I 8 § förordningen om det nationella elsystemet behöver Ei utses i stället för Svenska kraftnät: Svenska kraftnät ska utöva tillsyn över att ellagen (1997:857) och föreskrifter eller villkor som har meddelats i anslutning till lagen följs när det gäller frågor om driftsäkerheten hos det nationella elsystemet.

2. I 3 § förordningen med instruktion för Affärsverket svenska kraftnät behöver p. 2 strykas: Svenska kraftnät ska också […] 2. svara för tillsyn i frågor om driftsäkerhet hos det nationella elsystemet enligt ellagen (1997:857) och förordningen (2023:241) om det nationella elsystemet.

Utredningens bedömningar och överväganden

Utredningen ska enligt direktiven lägga förslag som skapar en tydligare uppdelning mellan uppgiften som systemansvarig för överföringssystem och systemansvarig myndighet.

Utredningen konstaterar att det inte är tydligt utifrån 8 kap. 1 § ellagen vad som ingår i det ansvar som Svenska kraftnät har som systemansvarig myndighet. Vilka specifika ansvarsområden som myndigheten har framgår enbart av förarbetena till ellagen.

Rollerna systemansvarig myndighet och systemansvarig för överföringssystem är i dag överlappande, vilket bland annat skapar en otydlighet i vilken roll Svenska kraftnät agerar i specifika situationer. Även om EU-rätten inte reglerar myndighetsrollen, så har utvecklingen över tid lett till en överlappning gentemot rollen som systemansvarig för överföringssystem. Detta skapar en otydlighet både internt och externt om vilket mandat Svenska kraftnät har som systemansvarig myndighet. Sett utifrån är det särskilt svårt att hålla isär innehållet i de angivna rollerna, eftersom termen systemansvarig används i båda sammanhangen. Förhållandet leder också till rättsosäkerhet, eftersom Svenska kraftnäts möjlighet att agera i ett ärende kan vara beroende av om Svenska kraftnät handlar i egenskap av myndighet eller som systemansvarig för överföringssystem.

Sammanfattningsvis gör utredningen bedömningen att funktionen systemansvarig myndighet bör tas bort ur lagstiftningen. De uppgifter som i dag ligger på den systemansvariga myndigheten och som inte redan fullgörs av Svenska kraftnät i egenskap av systemansvarig för överföringssystem bör antingen generellt läggas på systemansvariga för överföringssystem eller på Svenska kraftnät som systemansvarig för överföringssystem i enlighet med vad regeringen har bestämt, se förslag i avsnitt 5.4.4. En sådan utvidgning av ansvaret för systemansvariga för överföringssystemet är möjlig, eftersom medlemsstaterna enligt artikel 62 i elmarknadsförordningen har

rätt att behålla eller införa åtgärder som innehåller mer ingående bestämmelser än dem som anges i förordningen eller kommissionsförordningarna, förutsatt att de åtgärderna är förenliga med unionsrätten.

Utredningen bedömer att Svenska kraftnät i sin egenskap som myndighet kan ges bemyndiganden att vid behov meddela föreskrifter även om den särskilda myndighetsfunktionen systemansvarig myndighet tas bort.

Beträffande tillsynsansvaret för driftsäkerheten delar utredningen den bedömning som både Svenska kraftnät och Ei gör, nämligen att ansvaret bör flyttas över från Svenska kraftnät till Ei. Utredningen har dock inte haft möjlighet att närmare utreda konsekvenserna för berörda myndigheter. Därför lämnar utredningen inget förslag i denna del, utan endast en bedömning. Frågan bör hanteras vidare inom Regeringskansliet med berörda myndigheter. En ändring av tillsynsansvaret kräver ingen lagändring utan endast ändringar i förordningar.

5.3.6 Elberedskapsmyndighet

En systemansvarig för överföringssystem har ansvar för att säkerställa viktiga förmågor inom ö-drift och dödnätsstart. För att uppfylla dessa krav kan denne ålägga systemansvariga för distributionssystem eller betydande nätanvändare att vidta nödvändiga åtgärder. Dessa åtgärder kan finansieras genom nätavgiften för nätanvändare som är anslutna till överföringssystemet.

Svenska kraftnäts dubbla roller och ansvarsgränser

Utöver att utöva systemansvar har Svenska kraftnät även rollen som elberedskapsmyndighet, en roll som finansieras genom statliga anslag. Dock finns en viss överlappning mellan denna funktion och rollen som systemansvarig för överföringssystem, vilket skapar otydligheter.

Ett särskilt problem är gränsdragningen mellan Svenska kraftnäts ansvar som elberedskapsmyndighet och de krav som följer av EU:s kommissionsförordningar.

Tydligare rollfördelning för ökad effektivitet

För att klargöra ansvaret och undvika gråzoner bör aktörernas egna ansvar definieras tydligare genom en mer strukturerad rollbeskrivning. Detta skulle möjliggöra för Svenska kraftnät att:

1. Tydligt avgränsa sitt ansvar och identifiera vad som ligger utanför deras mandat.
2. Effektivisera beslutsfattandet kring beredskapsåtgärder, genom att fokusera på de områden där de faktiskt har befogenhet att agera.

Frågan behandlas vidare i kapitel 6.

5.3.7 Förslag

Förslag: En systemansvarig för överföringssystem med en sammanlänkning för överföring och som har certifierats enligt elmarknadsdirektivet i ett annat land undantas från dels de svenska åtskillnadsreglerna i 3 kap. 30–36 §§ ellagen (1997:857), dels krav på certifiering enligt 2 kap. 1 § lagen (2011:710) om certifiering av transmissionsnätsföretag för el.

Fördelning av röstvärden och kostnadsdelning avseende Sveriges deltagande i europeiska samarbeten relaterat till frågor om systemansvariga för överföringssystem ska endast involvera systemansvariga för överföringssystem som är certifierade i Sverige enligt lagen (2011:710) om certifiering av transmissionsnätsföretag för el.

De bestämmelser i ellagen med tillhörande förordningar, som endast är relevanta för systemansvariga för överföringssystem som driver ett överföringsnät, justeras så att de endast träffar en sådan systemansvarig.

Ansvarsfördelningen enligt kommissionsförordningar mellan flera systemansvariga för överföringssystem görs genom ett bemyndigande i lag till regeringen att utse en bestämd systemansvarig för överföringssystem med ett överföringsnät att fullgöra de skyldigheter enligt berörda förordningar som berör funktioner som en systemansvarig för överföringssystem med endast en sammanlänkning saknar. Ei ges i uppgift att genom beslut i detalj fastställa ansvarsfördelningen enligt kommissionsförordningarna

mellan de systemansvariga för överföringssystem. Beslutet ska också hantera hur fördelningen av kostnader som är hänförliga till denna ansvarsfördelning ska ske.

Rollen systemansvarig myndighet tas bort. Uppgifterna för systemansvarig myndighet inarbetas i rollen som systemansvarig för överföringssystem, genom att uppgifterna antingen övergår till samtliga systemansvariga för överföringssystem eller den systemansvarige för överföringssystem som regeringen bestämmer. Reglerna samlas i ellagen och förordningen om det nationella elsystemet.

Kravet på att lämna in en samhällsekonomisk lönsamhetsbedömning utökas till att gälla samtliga ledningar med en spänning om 220 kilovolt eller mer.

Energimarknadsinspektionen ges i uppdrag att närmare utreda definitionen av en utlandsförbindelse samt om nätkoncession för ledningar om minst 220 kilovolt i första hand ska beviljas en systemansvarig för överföringssystem.

Bedömning: Tillsynsansvaret för driftsäkerheten bör flyttas över från Svenska kraftnät till Energimarknadsinspektionen.

Certifiering

Utredningen bedömer att en systemansvarig för överföringssystem med en sammanlänkning för överföring och som har certifierats enligt elmarknadsdirektivet i ett annat land bör undantas från dels de svenska åtskillnadsreglerna i 3 kap. 30–36 §§ ellagen, dels krav på certifiering enligt 2 kap. 1 § lagen om certifiering av transmissionsnätsföretag för el. Förslaget innebär att beslut i annat land om certifiering som avser en systemansvarig för överföringssystem med en sammanlänkning för överföring gäller direkt i Sverige utan krav på ytterligare åtgärder.

I flera av kommissionsförordningarna finns regler om rösträtt med innebörden att, om det finns flera systemansvariga för överföringssystem i en medlemsstat, ska medlemsstaten fördela röstvärdet mellan de systemansvariga. Utredningens bedömning är att fördelning av röstvärden och kostnadsdelning avseende Sveriges deltagande i europeiska samarbeten relaterat till frågor om system-

ansvariga för överföringssystem endast bör involvera systemansvariga för överföringssystem som är certifierade i Sverige enligt lagen om certifiering av systemansvariga för överföringssystem för el.

Ansvarsfördelning mellan systemansvariga för överföringssystem

Regeringen bör ges bemyndigande att för vissa uppgifter utse en bestämd systemansvarig för överföringssystem, rimligtvis Svenska kraftnät.

Enligt de föreslagna definitionerna i avsnitt 5.2.4 är Svenska kraftnät systemansvarig för överföringssystem genom att driva ett överföringsnät medan Baltic Cable AB är systemansvarig för överföringssystem genom att driva en sammanlänkning för överföring. Kraven för dessa olika systemansvariga för överföringssystem behöver särskiljas, eftersom det finns bestämmelser som inte är relevanta för en sammanlänkning. Här finns det bestämmelser i flera kommissionsförordningar att beakta. Om en systemansvarig för överföringssystem inte har en funktion som är relevant för en eller flera av skyldigheterna enligt förordningen får medlemsstaten i nationell lagstiftning föreskriva att ansvaret hos en systemansvarig för överföringssystem att uppfylla en, flera eller alla skyldigheter enligt förordningen tilldelas en eller flera specifika systemansvariga för överföringssystem. Lämpligen sker ansvarsfördelningen genom ett bemyndigande i lag till regeringen att utse en bestämd systemansvarig för överföringssystem, rimligen Svenska kraftnät, att fullgöra de skyldigheter enligt berörda förordningar som berör funktioner som en systemansvarig för överföringssystem med endast en sammanlänkning saknar. Sedan bör Ei ges i uppgift att genom ett beslut i detalj fastställa ansvarsfördelningen enligt kommissionsförordningarna mellan Svenska kraftnät och Baltic Cable AB. Beslutet bör också hantera hur fördelningen av kostnader som är hänförliga till denna ansvarsfördelning ska ske.

Det kan även finnas bestämmelser i ellagen med tillhörande förordningar som endast är relevanta för systemansvariga för överföringssystem som driver ett överföringsnät. Dessa bestämmelser bör justeras så att de endast träffar en sådan systemansvarig, dvs. Svenska kraftnät.

Systemansvarig myndighet

Utredningen föreslår att rollen systemansvarig myndighet upphör genom att de uppgifterna antingen övergår till samtliga systemansvariga för överföringssystem eller den systemansvarige för överföringssystem som regeringen bestämmer, dvs. troligen Svenska kraftnät. Reglerna bör samlas i ellagen och förordningen om det nationella elsystemet, vilket innebär att de berörda regler som finns i Svenska kraftnäts instruktion bör flyttas.

Förutom justeringar i 8 kap. ellagen och förordningen om det nationella elsystemet behöver ändringar även göras 5 kap. 17 § ellagen, som reglerar intäktsramen. Förslagsvis justeras skrivningen till att om en systemansvarig för överföringssystem med ett överföringsnät har ansvar och skyldigheter som följer av att bedriva nätverksamhet, men som inte kan hänföras till en viss kund eller kundkategori, ska den del av verksamheten som inte kan hänföras till en viss kund eller kundkategori anses ingå i företagets nätverksamhet när intäktsramen bestäms. Observera formuleringen ”följer av att”, dvs. nätverksamheten är en förutsättning, men ansvaret och skyldigheterna behöver inte vara en del av nätverksamheten.

En justering behövs också i 11 kap. 5 och 7 §§ lagen (1994:1776) om skatt på energi. Bestämmelserna avser befrielse från skattskyldighet för den systemansvariga myndigheten. Förslagsvis ersätts ”systemansvarig myndighet” med ”en systemansvarig för överföringssystem som är en myndighet”, eftersom det rimligen är myndigheten som är avgörande.

Tillsynsansvar för driftsäkerhet

Utredningen bedömning är att tillsynsansvaret för driftsäkerheten flyttas över från Svenska kraftnät till Ei. Utredningen har dock inte haft möjlighet att närmare utreda konsekvenserna för berörda myndigheter. Därför lämnar utredningen inget förslag i denna del, utan endast en bedömning.

Nätkoncessioner

Utredningen bedömer att nuvarande regel om att endast systemansvariga för överföringssystem kan få nätkoncession för en utlandsförbindelse, med undantag för mindre ledningar bör kvarstå. Begränsningen till systemansvariga för överföringssystem bör dock tydligt omfatta såväl Svenska kraftnät som Baltic Cable AB. Baltic Cable AB kan då, i enlighet med EU-rätten, återinvestera intäkter från överföringsbegränsningar i en ny ledning – förutsatt att ledningen i sig är lämplig enligt 2 kap. 12 och 12 a §§ ellagen.

Kravet på att en systemansvarig för överföringsnät ska lämna in en samhällsekonomisk lönsamhetsbedömning bör enligt utredningen utökas till att gälla samtliga ledningar med en spänning om 220 kilovolt eller mer. Ändringen bör inte gälla för koncessionsansökningar som har lämnats in till nätmyndigheten före ikraftträdandet.

Ei bör ges i uppdrag att närmare utreda definitionen av en utlandsförbindelse samt om nätkoncession för ledningar om minst 220 kilovolt i första hand ska beviljas en systemansvarig för överföringssystem. Möjligheten för systemansvariga för distributionssystem att få nätkoncession för sådana ledningar skulle därmed begränsas.

5.4 Systemansvarig för distributionssystem

Systemansvariga för distributionssystem kopplar via sina nät samman överföringssystemen med flertalet produktions- och förbrukningsanläggningar. De har således generellt en närmare kontakt med slutkunderna än systemansvariga för överföringssystem. Avsnittet inleds med en beskrivning av ansvarsområdet för systemansvariga för distributionssystem. Därefter behandlas frågan om utnämning av systemansvariga för distributionssystem. Slutligen behandlas frågan om ansvaret för att bygga anslutningsledningar.

5.4.1 Ansvarsområde som systemansvarig

Enligt definitionen i elmarknadsdirektivet ansvarar systemansvariga för distributionssystem för drift, säkerställande av underhåll av och, vid behov, utbyggnad av distributionssystemet inom ett visst område och, i tillämpliga fall, dess sammanlänkningar till andra system och

för att säkerställa att systemet på lång sikt kan uppfylla rimliga krav på distribution av el. Artikel 31 innehåller de viktigaste uppgifterna som åligger systemansvariga för distributionssystem. Exempelvis slår artikel 31.1 fast att den systemansvarige för distributionssystemet ska säkerställa systemets långsiktiga förmåga att uppfylla rimliga krav på eldistribution, och på affärsmässiga villkor driva, underhålla och utveckla säker, tillförlitlig och effektiv eldistribution inom sitt område. Vederbörlig hänsyn ska tas till miljön och energieffektiviteten. Ytterligare bestämmelser finns i artiklarna 31–39. Dessa bestämmelser gäller bland annat åtskillnad gentemot konkurrensutsatt verksamhet, kundrelationer, informationshantering och flexibilitetstjänster.

Därutöver finns ett stort antal regler i elmarknadsförordningen och i kommissionsförordningarna. Eftersom begreppet systemansvarig för distributionssystem inte har varit infört i svensk lagstiftning har det skapat en otydlighet inom branschen och framför allt för distributionsnätsföretagen. Det är inte självklart att den som är eller har blivit distributionsnätsföretag har förstått att den därmed också har blivit systemansvarig för distributionssystem och därmed behöver efterleva de krav som följer av EU-rätten. I praktiken innebär det att det uppstår otydligheter när exempelvis kommissionsförordningarna RfG, DCC och SO GL beskriver ansvar och uppgifter som gäller för systemansvariga för distributionssystem i Sverige.

Förtydligande av ansvar i ellagen

Svenska kraftnät har till utredningen föreslagit[107] att ansvarsområden som kopplar till systemansvaret tydliggörs. Man framhåller att man inte föreslår några nya ansvarsområden utan önskar enbart att grundläggande ansvarsområden tydliggörs i ellagen.

Utöver de grundläggande skyldigheter som Svenska kraftnät föreslår, och som i stort sett följer av elmarknadsdirektivet, föreslår Svenska kraftnät bland annat att kraven på att utbyta data, genomföra driftsäkerhetsanalyser och koordinerad avbrottsplanering tydliggörs för både systemansvarig för överföringssystem och särskilt utpekade systemansvariga för distributionssystem.

[107] Promemoria från Niclas Damsgaard, Svenska kraftnät, den 13 december 2024.

Svenska kraftnät föreslår att ellagen kompletteras med följande bestämmelser:

- En systemansvarig för distributionssystem ska ha tillräckliga resurser för att kunna fullgöra sina skyldigheter i enlighet med nationell och europeisk lagstiftning och sträva efter att kunna upprätthålla dessa oavsett händelse och samhällstillstånd.
- Varje systemansvarige för distributionssystem ska:
  - Ansvara för att på affärsmässiga villkor och med vederbörlig hänsyn till miljön driva, underhålla och utveckla säkra, tillförlitliga och effektiva system samt säkerställa systemets långsiktiga förmåga att uppfylla rimliga krav på distribution av el.
  - Samarbeta med systemansvariga för överföringssystem för att denna ska kunna upprätthålla driftsäkerheten i överföringssystemet och kunna tilldela maximal driftsäker överföringskapacitet till elmarknaden.
  - Samarbeta med systemansvariga för överföringssystem så att de marknadsaktörer som är anslutna till distributionssystemet kan delta på elmarknaden.
  - Säkerställa att ingen diskriminering görs mellan nätanvändare eller kategorier av nätanvändare, i synnerhet inte till förmån för företag knutna till den systemansvarige.
  - Säkerställa att det finns transparenta och tydliga processer för ett effektivt tillträde till systemet.

Svenska kraftnät föreslår också

- att det införs krav på att systemansvariga för distributionssystem ska koordinera planerade avbrott på sina nätanläggningar med varandra, i den utsträckning som krävs för att de systemansvariga för distributionssystem ska kunna planera in sina avbrott på ett effektivt sätt och säkerställa driftsäkerheten i sina system, och undvika oförenligheter mellan planerade avbrott i distributionssystemen och mellan planerade avbrott i distributionssystemen som sedan ska koordineras med systemansvarig för överföringssystem.

- att systemansvariga för distributionssystem som ansluter en elektrisk anläggning ska, i tillämpliga fall, till den systemansvarige för överföringssystem tillhandahålla det tekniska underlag som ligger till grund för den systemansvariges beslut att låta den elektriska anläggningen tillfälligt eller permanent vara i drift.

Utredningens bedömningar och överväganden

Utredningen bedömer det inte lämpligt att, enligt den modell som Svenska kraftnät har föreslagit, i ellagen tydliggöra grundläggande ansvarsområden för en systemansvarig för distributionssystem. För de ansvarsområden som regleras i kommissionsförordningar får kraven inte dubbleras i nationell lagstiftning. Dessutom finns en risk för att de föreslagna bestämmelserna som beskriver grundläggande ansvarsområden över tid kommer att tolkas självständigt i förhållande till EU-regelverket. En sådan utveckling riskerar därmed att snarare öka otydligheten avseende ansvar än att, som syftet är, tydliggöra det. Utredningen föreslår dock att kravet på samarbete mellan systemansvariga för överföringssystem och systemansvariga för distributionssystem tydliggörs i ellagen, se avsnitt 5.5.1.

Utredningen föreslår inte en uppdelning i till exempel regionala och lokala systemansvariga för distributionssystem. Däremot bedömer utredningen att ett krav bör införas på att ett särskilt avtal ska ingås mellan den systemansvarige för överföringssystemet och de systemansvariga för distributionssystem med ett nät som är direkt anslutna till Svenska kraftnäts överföringsnät. De särskilda regler som Svenska kraftnät föreslår för systemansvariga för ett regionalt distributionssystem bör kunna regleras i dessa avtal, se vidare i avsnitt 5.5.1.

5.4.2 Utnämning av systemansvariga för distributionssystem

Artikel 30 i elmarknadsdirektivet innehåller bestämmelser om utnämning av systemansvariga för distributionssystem. Medlemsstaterna ska utse, eller ålägga företag som äger eller är ansvariga för distributionssystem att utse, en eller flera systemansvariga för distributionssystem, för en tid som medlemsstaterna själva bestämmer med beaktande av effektivitet och ekonomisk balans.

Sverige har inte infört några särskilda regler om utnämning av systemansvariga för distributionssystem. I stället har tidigare, som nämns i avsnitt 5.2.2, samtliga nätkoncessionshavare för lokal- och regionnät ansetts vara systemansvariga för distributionssystem. Genom ändringar i ellagen den 1 juli 2022 är ellagens reglering inte längre kopplad till enbart koncessionsinnehav, utan till att företaget också bedriver nätverksamhet. Nätverksamhet förutsätter utöver koncessionsinnehav även att företaget överför el för någon annans räkning. En rimlig tolkning av de tidigare uttalandena är därför att med systemansvariga för distributionssystem avses samtliga distributionsnätsföretag.

Utredningen har i avsnitt 5.2.3 kommit till slutsatsen att enstaka koncessionerade ledningar med endast en ansluten kund för inmatning eller uttag inte synes utgöra system i EU-rättslig mening. Utredningens bedömning är att sådana ledningar regleringsmässigt i stället bör hanteras tillsammans med produktions- respektive förbrukningsanläggningen och vara undantagna från den reglerade nätverksamheten om den anslutna kunden ingår i samma koncern som koncessionshavaren.

Utredningen har samtidigt funnit att det är svårt att i lagstiftning särskilja nätverksamhet och systemansvar. EU-lagstiftningen ger inte heller något tydligt stöd för den roll som ett nätföretag utan systemansvar skulle få. Utredningens utgångspunkt är därför att alla distributionsnätsföretag ska vara systemansvariga för distributionssystem. Därmed kvarstår i huvudsak nuvarande ordning. Det finns därmed inget behov av ett särskilt utnämnande av vem som är systemansvarig för distributionssystem.

Däremot bedömer utredningen att ett särskilt förfarande behövs för de systemansvariga för distributionssystem vilkas nät är direkt anslutna till Svenska kraftnäts överföringsnät. Dessa nät kan nämligen ha en betydande påverkan på överföringssystemet.

Godkännande av vissa systemansvariga för distributionssystem

Svenska kraftnät[108] har till utredningen framfört att dagens genomförande av artikel 30 i elmarknadsdirektivet om utnämning av systemansvariga för distributionssystem inte är ändamålsenlig och skapar svårigheter för upprätthållandet av driftsäkerheten i överföringssystemet.

Överföringssystem och distributionssystem

Svenska kraftnät har framfört att det faktum att 70–130-kilovoltnäten samt delar av 220-kilovoltnätet i Sverige klassificeras som distributionssystem innebär att driften av dessa system legalt sett inte behöver utföras på samma sätt och uppfylla samma krav som om de hade varit en del av överföringssystemet. Dessa system kan i hög grad påverka överföringssystemets kapacitet, driftsäkerhet och kostnadseffektivitet om de inte utformas, dimensioneras och drivs på ett ändamålsenligt sätt. Denna påverkan är i vissa hänseenden extra stor för de maskade 70–130-kilovoltnäten samt de delar av det maskade 220-kilovoltnäten som inte innehas av Svenska kraftnät. Det skapar praktiska problem, eftersom det uppstår skillnader mellan hur Svenska kraftnät som systemansvarig för överföringssystemet hanterar överföringssystemet jämfört med hur de systemansvariga för distributionssystem hanterar distributionssystemen.

De flesta systemansvariga för överföringssystem i Europa innehar, driver eller utvecklar nät inom spänningsintervallet 70–130 kilovolt, se avsnitt 5.2.2. Vid tillämpningen av EU-rätten utgör därför dessa nät i andra länder en del av överföringssystemet. I Sverige är däremot dessa nät legalt sett distributionssystem. Flera av dessa nät kan dock ha en betydande påverkan på överföringssystemet. I Sverige har många av systemen inom spänningsintervallet 70–130 kilovolt och som ansluter till överföringssystemet vid normal drift flera elektriskt parallella sammankopplingar till andra system (så kallade maskade nät/anslutningar eller maskade sammankopplingar). Ett typexempel är distributionssystem som vid normal drift har maskade sammankopplingar i form av två eller flera olika anslutningspunkter till överföringssystemet där en eller flera ledningar i överföringssyste-

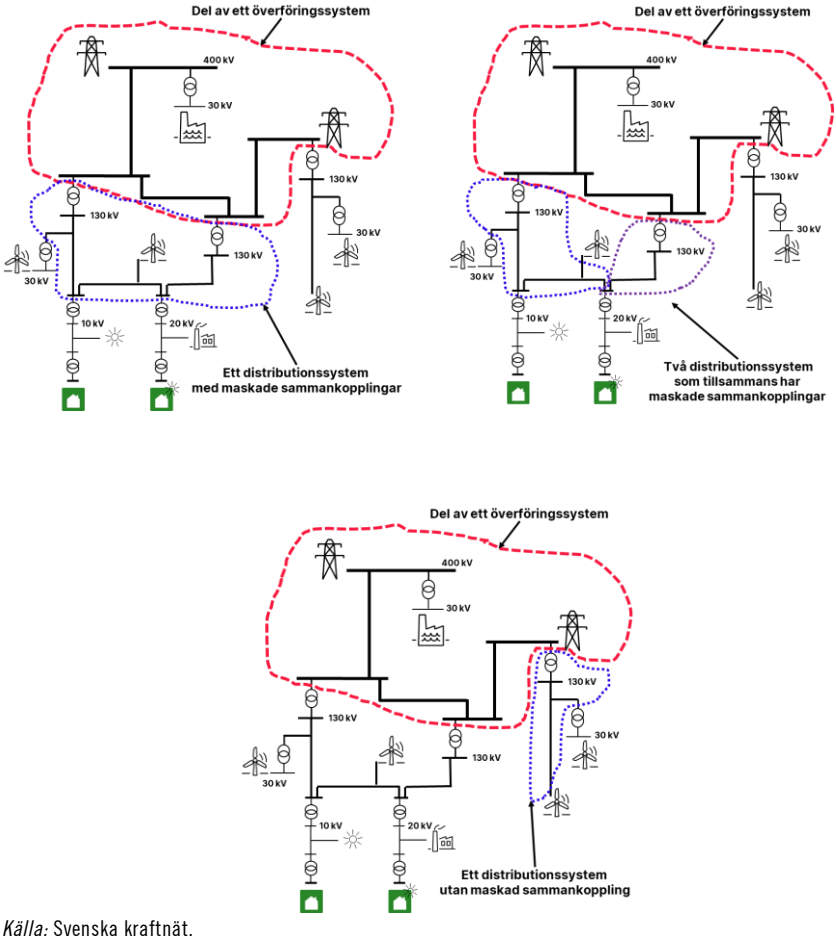
[108] Texterna i detta avsnitt är tagna från Svenska kraftnät. Problembeskrivning systemansvar. Promemoria till Elmarknadsutredningen den 29 juli 2024.

met respektive distributionssystemet kopplar samman de olika anslutningspunkterna. Ett annat typexempel är distributionssystem som vid normal drift har maskade sammankopplingar i form av en anslutningspunkt till överföringssystemet samt en eller flera anslutningspunkter till ett eller flera andra distributionssystem, där de sistnämnda distributionssystemen i sin tur vid normal drift har sammankopplingar i form av en eller flera anslutningspunkter till överföringssystemet.

Figur 5.3 visar schematiska exempel på olika typer av distributionssystem. Exemplet till vänster utgörs av ett distributionssystem som vid normal drift har maskade sammankopplingar i form av två anslutningspunkter till överföringssystemet där en ledning i överföringssystemet respektive distributionssystemet kopplar samman de olika anslutningspunkterna. Exemplet till höger utgörs av ett distributionssystem som vid normal drift har maskade sammankopplingar i form av en anslutningspunkt till överföringssystemet samt en anslutningspunkt till ett annat distributionssystem, där det sistnämnda distributionssystemet i sin tur vid normalt drift har sammankopplingar i form av en anslutningspunkt till överföringssystemet. Exemplet nedanför utgörs av ett distributionssystem som vid normalt drift bara har en sammankoppling i form av en anslutningspunkt till överföringssystemet samt saknar sammankopplingar till andra distributionssystem.

Figur 5.3 Schematiska exempel på olika typer av distributionssystem

Olika sammankopplingar till angränsande nät



Källa: Svenska kraftnät.

Distributionssystem som drivs på spänningsnivåer under 70 kilovolt har däremot normalt sett inte maskade sammankopplingar. Detta gäller i synnerhet distributionssystem med spänningsnivåer under 40 kilovolt. Det finns även distributionssystem inom spännings-intervallet 70–130 kilovolt som ansluter till överföringssystemet och som bara har en sammankoppling. Distributionssystem som inte har maskade sammankopplingar till andra system, exempelvis sådana som vid normal drift bara har en anslutningspunkt till över-föringssystemet (så kallad radiell anslutning) har generellt en avgrän-

sad och mer förutsägbar påverkan på överföringssystemet. Distributionssystem som har maskade sammankopplingar, exempelvis sådana som vid normal drift har flera olika anslutningspunkter till överföringssystemet (så kallad maskad anslutning) har i jämförelse en mer omfattande och svårförutsägbar påverkan på överföringssystemet.

Rollen som systemansvarig för distributionssystem

I svensk lagstiftning är det i dag inte direkt uttalat vilka som är systemansvariga för distributionssystem. Lagstiftaren har dock genom förarbetsuttalanden uttryckt att med systemansvarig för distributionssystem avses de som är distributionsnätsföretag[109]. I praktiken innebär behovet av tolkning att det skapas otydligheter när exempelvis kommissionsförordningarna avseende anslutning för produktion (RfG), anslutning för förbrukning (DCC) och kommissionsförordningen om drift av elöverföringssystem (SO GL) beskriver ansvar och uppgifter som gäller för systemansvariga för distributionssystem i Sverige.

Eftersom 70–130-kilovoltnätet samt vissa delar av 220-kilovoltnätet i Sverige är en del av distributionssystemet, se avsnitt 5.1.4, får de systemansvariga för distributionssystemen i Sverige ansvaret för att fastställa vissa projektspecifika krav och bedöma kravuppfyllnad för anläggningar som ansluter till dessa spänningsnivåer. Samtidigt kan dessa anläggningar ha en förhållandevis stor påverkan på driftsäkerheten i överföringssystemet. I de flesta andra länder hade det i stället varit den systemansvarige för överföringssystem som haft detta ansvar vid dessa spänningsnivåer. De senaste decennierna har i princip all ny elproduktion som tillkommit i Sverige anslutits till dessa eller lägre spänningsnivåer.

Svenska kraftnät framför vidare att det i dag inte är ovanligt att en systemansvarig för distributionssystem endast äger en eller ett fåtal ledningar eller transformatorer mellan en produktionsanläggning och överföringssystemet eller mellan en produktionsanläggning och ett större distributionssystem. Om en systemansvarig för distributionssystem bara innehar en eller ett fåtal ledningar eller transformatorer är det enligt Svenska kraftnät i praktiken omöjligt att känna

[109] Prop. 2021/22:153 s. 49.

till systemets behov och i rollen som berörd systemansvarig fastställa relevanta anslutningskrav, samt bedöma huruvida kraven uppfylls på ett sätt som är acceptabelt utifrån systemets behov. Om en systemansvarig för distributionssystem vill kunna fastställa relevanta anslutningskrav samt bedöma huruvida kraven uppfylls på ett sätt som är acceptabelt utifrån systemets behov behöver den utföra mer omfattande samordning och informationsinsamling från andra systemansvariga för distributionssystem eller från Svenska kraftnät.

En annan konsekvens av att en jämförelsevis stor andel av elsystemet i Sverige drivs av systemansvariga för distributionssystem är att stora delar av den information som Svenska kraftnät ska inhämta behöver inhämtas från berörda parter, inom Svenska kraftnäts så kallade observerbarhetsområde. Observerbarhetsområde definieras enligt artikel 3.48 i SO GL som en systemansvarigs eget överföringssystem och relevanta delar av distributionssystem och angränsande systemansvarigas överföringssystem, för vilka en systemansvarig för överföringssystem genomför övervakning och modellering i realtid för att bibehålla driftsäkerheten i sitt kontrollområde, inklusive sammanlänkningar.

Lämplighetsprövning av systemansvariga för distributionssystem

Bestämmelser om lämplighetsprövning av den som söker nätkoncession finns i 2 kap. 16 § ellagen. Bestämmelsen är, förutom vid ansökan om en ny nätkoncession, tillämplig vid förlängning (24 §) och tillfällig förlängning (26 § andra stycket), dvs. när en ansökan krävs för att inte nätkoncessionen ska löpa ut, däremot inte vid ändring eller omprövning, dvs. när en prövning sker på eget initiativ. När det gäller nätkoncessioner för område, så behandlar Ei en ansökan om en höjning av högsta tillåtna spänning som en ansökan om en ny nätkoncession för område.

Skyldigheterna att ansluta elektriska anläggningar och att överföra el för någon annans räkning är, som tidigare sagts, sedan lagändringen 2022 kopplade till koncessionsinnehav, se avsnitt 5.2.2. Det innebär att en koncessionsinnehavare som inte bedriver nätverksamhet alltid har en latent anslutningsskyldighet. Om en kund skulle anslutas till ledningen sker transport av el för någon annans räkning och separationskravet måste då uppfyllas. Enligt ett förslag i SOU 2024:89

bör 2 kap. 16 § första stycket första meningen ellagen ändras till två meningar som skiljer på lämpligheten att inneha nätkoncession respektive lämpligheten att bedriva nätverksamhet om sådan ska bedrivas. Ei ges enligt förslaget också en rättslig grund att genom tillsyn ingripa mot en nätkoncessionshavare som under koncessionstiden upphört att vara lämplig på det sätt som den var när koncessionen beviljades. Så kan ha skett av flera skäl. Den situation som förslaget i SOU 2024:89 tar sikte på är att nätkoncessionshavaren har börjat bedriva nätverksamhet utan att vara lämplig för det, exempelvis genom att inte iaktta separationskravet.

Svenska kraftnät har till utredningen föreslagit[110] att det i stället för att pröva lämpligheten ”från allmän synpunkt”, vilket i dag framgår av 2 kap. 16 § ellagen, ska införas en skrivning i samma paragraf om att lämpligheten ska prövas utifrån de grundläggande ansvarsområden som enligt Svenska kraftnät bör åläggas de systemansvariga, se avsnitt 5.4.1. Svenska kraftnät föreslår också att regeringen får ett bemyndigande att ta fram föreskrifter på området, eftersom det är oklart på vilka grunder man i dag prövar lämplighet från allmän synpunkt och vilka konsekvenserna blir om Ei inte bedömer att den sökande är lämplig att bedriva nätverksamhet.

Utredningens bedömningar och överväganden

Utifrån ovanstående beskrivning bedömer utredningen att ett särskilt förfarande behövs för de systemansvariga för distributionssystem med ett nät som är direkt anslutet till Svenska kraftnäts överföringsnät. Utredningen bedömer det därför som lämpligt att de aktuella systemansvariga för distributionssystem underkastas samma krav på driftsäkerhet som en systemansvarig för överföringssystem. Se även avsnitt 5.5.3.

Utredningen bedömer att ett krav bör införas på att ett särskilt avtal ska ingås mellan den systemansvarige för överföringssystemet och dessa systemansvariga för distributionssystem. Vad avtalet bör innehålla behandlas närmare i avsnitt 5.5.1.

Utredningen bedömer det också som lämpligt att lämplighetsprövningen i 2 kap. 16 § ellagen förtydligas. Utredningen stödjer det förslag som har presenterats i SOU 2024:89, men bedömer att

[110] Promemoria från Niclas Damsgaard, Svenska kraftnät, den 13 december 2024.

förslaget bör utvecklas och kompletteras med ett bemyndigande för regeringen att ta fram föreskrifter på området. Lämplighetsprövningen bör dock kopplas till att den som söker nätkoncession ska bedriva nätverksamhet. Tänkbara delar i en lämplighetsprövning är att hos den systemansvarige säkerställa de förmågor som Svenska kraftnät har önskat få in direkt i ellagen, se avsnitt 5.4.1.

5.4.3 Anslutningsledningar

En angränsande fråga är vem som ska ha ansvaret för att ansöka om nätkoncession för anslutningsledningar under 220 kilovolt, jfr motsvarande fråga avseende ledningar på 220 kilovolt eller mer i avsnitt 5.3.3. För att undvika att det etableras nya aktörer med enstaka ledningar och i stället främja en samordnad nätutbyggnad skulle en systemansvarig för ett distributionssystem kunna ges skyldigheten att, mot en skälig anslutningsavgift, med stöd av nätkoncession för linje bygga ut ledningsnätet för anslutning. Någon uttrycklig sådan skyldighet finns inte i dag, utan anslutningsskyldigheten gäller för befintliga ledningar. Det finns dock några frågor som måste utredas noga innan det går att införa en sådan anslutningsskyldighet, till exempel:

- Ett regelverk som kan tvinga ett nätföretag att bygga ut sitt nät med stöd av nätkoncession för linje vore något helt nytt. Väl införd skulle möjligheten att kräva utbyggnad kunna utvidgas. Vore det lämpligt?
- Hur ska man på ett effektivt sätt kunna vidta åtgärder för att hantera en reglerad maximal tidsutdräkt om nätföretaget är tvingat men inte vill prioritera utbyggnaden eller inte vill ha ansvaret för den aktuella ledningen?

Utredningens bedömning

Utredningen konstaterar att frågor kring ändrade koncessionsregler inte uttryckligen ryms utredningens uppdrag. De bör utredas på annat sätt om konkreta och välgrundade förslag ska kunna lämnas. Ei bör därför ges i uppdrag att närmare utreda om nätkoncession för ledningar under 220 kilovolt i första hand ska beviljas en befint-

lig systemansvarig för distributionssystem som är verksam i området på aktuell spänningsnivå.

5.4.4 Förslag

Förslag: Lämplighetsprövningen i 2 kap. 16 § ellagen förtydligas och kopplas till de grundläggande ansvarsområdena för systemansvariga om den som söker nätkoncession ska bedriva nätverksamhet. Regeringen bemyndigas att ta fram föreskrifter på området.

Om en nätkoncessionshavare endast har bedömts avseende lämpligheten att inneha nätkoncession och senare avser att börja utöva nätverksamhet, ska nätkoncessionshavaren meddela detta till nätmyndigheten. Innan nätkoncessionshavaren får börja utöva nätverksamhet ska nätmyndigheten göra en bedömning avseende nätkoncessionshavarens lämplighet från allmän synpunkt att utöva nätverksamhet.

Energimarknadsinspektionen ges i uppdrag att närmare utreda om regelverket bör ändras så att nätkoncession för ledningar under 220 kilovolt i första hand ska beviljas en befintlig systemansvarig för distributionssystem som är verksam i området på aktuell spänningsnivå.

Enligt utredningens förslag i avsnitt 5.2 bör de nuvarande nätföretag som endast har en koncernintern kund ansluten till ledningen undantas från regleringen. Dessa ledningar, tillsammans med de koncessionerade ledningar där överföring endast sker för egen räkning och icke koncessionspliktiga nät, hanteras som delar av den anslutna anläggningen.

Övriga distributionsnätföretag skulle per definition bli systemansvariga för distributionssystem. Därmed behövs inget utnämningsförfarande. Det ankommer på varje systemansvarig för distributionssystem att säkerställa att relevant kompetens finns genom egen personal eller genom inköpta tjänster. Ei har det löpande tillsynsansvaret.

Lämplighetsprövningen i 2 kap. 16 § ellagen bör förtydligas och kopplas till de grundläggande ansvarsområdena för systemansvariga om den som söker nätkoncession ska bedriva nätverksamhet. Regeringen bör få ett bemyndigande att ta fram föreskrifter på området. Tänkbara delar i en lämplighetsprövning är att hos den system-

ansvarige säkerställa de förmågor som Svenska kraftnät har önskat få in direkt i ellagen, se avsnitt 5.4.1. Förslaget är förenligt med det förslag som har presenterats i SOU 2024:89 på så sätt att det nu lagda förslaget är mer långtgående och konsumerar förslaget i SOU 2024:89. Utredningen bedömer inte att lagförslaget i sig medför något behov av övergångsbestämmelser med hänsyn till befintliga koncessionshavare. Däremot kan sådana övergångsbestämmelser behövas när regeringen i förordning fastställer krav för att uppfylla lämpligheten att utöva nätverksamhet.

Utredningen föreslår vidare att om en nätkoncessionshavare endast har bedömts avseende lämpligheten att inneha nätkoncession och senare avser att börja utöva nätverksamhet, ska nätkoncessionshavaren meddela detta till nätmyndigheten. Innan nätkoncessionshavaren får börja utöva nätverksamhet ska nätmyndigheten göra en bedömning avseende nätkoncessionshavarens lämplighet från allmän synpunkt att utöva nätverksamhet.

Ei bör ges i uppdrag att närmare utreda om regelverket bör ändras så att nätkoncession för ledningar under 220 kilovolt i första hand ska beviljas en befintlig systemansvarig för distributionssystem som är verksam i området på aktuell spänningsnivå.

5.5 Ansvarsfördelningen mellan systemansvariga

Mot bakgrund av den snabba pågående elektrifieringen av det svenska energisystemet och den ökande mängden direkt tillämpliga EU-rättsakter finns det anledning att i lagstiftningen införa en tydlig ansvarsfördelning för systemansvariga för överföringssystem och systemansvariga för distributionssystem. Utredningen har i avsnitt 5.1.4 beskrivit nuläget vad avser ansvarsfördelningen mellan de systemansvariga. I avsnitt 5.4.2 föreslår utredningen att ett krav införs på att ett särskilt avtal ska ingås mellan den systemansvarige för överföringssystemet och dessa systemansvariga för distributionssystem. Vad avtalet ska innehålla utvecklas nedan i avsnitt 5.5.1.

De systemansvariga behöver göra en långsiktig systemplanering och arbeta proaktivt för att tillgängliggöra kapacitet till elsystemets användare i tid och på ett samhällsekonomiskt effektivt sätt. Detta är av särskild vikt mot bakgrund av den väntade kraftigt ökade efterfrågan på fossilfri el med lokalt höga effektuttag för industrins och

transportsystemets klimatomställning, där aktörer behöver en tydlig och transparent process samt tidiga och säkra besked om tilldelning av effekt. Enligt utredningsdirektivet ska utredningen föreslå hur det långsiktiga ansvaret för planering av överföringssystem och planering av distributionssystem bör tydliggöras i regleringen. Det bör vara tydligt att systemansvaret omfattar ansvar för att säkerställa att systemet även på lång sikt kan uppfylla rimliga krav på överföring och distribution av el i enlighet med elmarknadsdirektivet och enligt 3 kap. 1 § ellagen.

5.5.1 Samarbete och utvecklat regelverk

Inledningsvis vill utredningen lyfta att det under arbetet har framkommit att det finns mycket som kan åstadkommas redan med befintligt regelverk. Det handlar till stor del om att aktörerna behöver uppdatera sin kunskap om vilket ansvar man faktiskt har som systemansvarig och att man tillämpar det regelverk som redan gäller. Detta underlättas av det förtydligande av roller och ansvarsområden som utredningen föreslår i avsnitten 5.2–4.

För regelefterlevnaden är även tillsynen viktig, såväl planlagd som indikationsstyrd. Ett särskilt behov av tillsyn kan förekomma när det rör sig om ett nytt regelverk som inte tidigare har prövats i tillsyn. En sådan tillsyn bör kunna fungera både som en kontroll och som ett stöd i läroprocessen. Det kommer förmodligen att kräva ytterligare tillskott till Ei för att säkerställa erforderliga resurser och relevant kompetens. Energiföretagen Sverige har framfört[111] att tillsynen måste bedrivas inom en tydligt definierad tillsynsram som innefattar en systemdesign med specificerad systemprestanda (dvs. en målbild) samt processer för utvärdering, analys, beslut och åtgärder. Det är enligt Energiföretagen Sverige inte ändamålsenligt om tillsynen enbart avser regler och inte systemets effektiva och säkra funktion.

[111] Skrivelse från Energiföretagen Sverige den 13 februari 2025.

Samarbete

Utredningen vill lyfta betydelsen av dialog och samarbete – både formaliserat och frivilligt. Genom ett gott samarbete mellan jämbördiga parter bör många praktiska problem kunna lösas. I Norge har man infört en process med samarbetsforum som lett till bättre samarbete. De regionala nätföretagen samlades för att diskutera anslutning och nätplanering och snart anslöt även den systemansvarige för överföringssystemet, Statnett. Norge har cirka 10 regionnät och cirka 30 nätföretag totalt.[112]

Eon har framfört[113] önskemål om att utveckla det existerande forumet Systemforum för utbyte av erfarenheter, gemensamma lärdomar och utveckling. Detta kan ske frivilligt av de systemansvariga. Svenska kraftnät har i mars 2025 meddelat att ett beslut nu har fattats om att utveckla detta forum och lyfta den strategiska nivån. Svenska kraftnät föreslår[114] att det ska ställas krav på ett formaliserat och kontinuerligt samarbete mellan systemansvarig för överföringssystem och systemansvariga för distributionssystem.

Utvecklat regelverk

Kommissionsförordningarna – både de som avser anslutning och de som avser drift – har stor betydelse för driften av elnät. Därför måste förordningarna tillämpas på ett ändamålsenligt sätt i medlemsstaterna. I Sverige har dock införandet enligt vad utredningen har erfarit varit förenat med olika problem i relationen mellan Svenska kraftnät som systemansvarig för överföringssystem och de systemansvariga för distributionssystem. Utöver vad som följer av direkt tillämplig EU-rätt behövs kompletterande bestämmelser eller andra åtgärder för att klargöra ansvaret avseende tillgänglig kapacitet, driftansvar, subtransmission och långsiktig planering. Exempel på sådana bestämmelser är:

- Materiella bestämmelser
- Inrättande av särskilda organ
- Krav på avtal

[112] Möte med Jörgen Björndalen den 18 september 2024.
[113] Skrivelse från Eon till utredningen den 1 oktober 2024.
[114] Promemoria från Niclas Damsgaard, Svenska kraftnät, den 13 december 2024.

- Särskilda förfaranden som involverar (samordnande) systemansvarig för överföringssystem och/eller Ei
- Bemyndiganden.

Utredningen har därför undersökt vilka alternativ som finns för att, genom att tydliggöra vilka regler som gäller, lösa de angivna problemen. Ett förtydligande av regelverket kan ske på tre alternativa sätt som behandlas nedan.

Det första alternativet är ett förslag från Svenska kraftnät om krav, metoder och villkor som följer av EU-rätten samt nationella bestämmelser. Av skäl som framgår nedan kommer utredningen inte lämna förslag i linje med detta alternativ, men föreslår att alternativet utreds vidare inom Regeringskansliet.

Det andra alternativet är att i lag reglera att parterna – de systemansvariga för distributionssystem respektive överföringssystem – ska ingå ett särskilt avtal. Utredningen lämnar förslag i linje med detta alternativ.

Det tredje alternativet är att införa bestämmelser på nationell nivå genom lagstiftning, dvs. genom lag, förordning, men framför allt i form av detaljerade myndighetsföreskrifter. Detta eftersom utredningen bedömer att sakfrågorna är av sådan karaktär att det kan finnas behov att göra snabba ändringar. Utredningen gör en alternativ bedömning om att föreskrifter bör utfärdas om ett avtal inte kan ingås mellan aktörerna.

I sammanhanget bör nämnas att Svenska kraftnät har genomfört ett internt arbete med syfte att lämna förslag till hur ellagen skulle kunna omarbetas med systemansvaret i fokus. Svenska kraftnät anser[115] att ellagen behöver bli mer detaljerad inom områden som driftsäkerhet, driftplanering, datautbyte, anslutningskrav med mera och bedömer att det krävs en större genomarbetning av ellagen och relaterad lagstiftning för att anpassa nationell lagstiftning till den europeiska lagstiftningen för att kunna hantera de nationella särdrag som finns i Sverige.

[115] Promemoria från Niclas Damsgaard, Svenska kraftnät, den 13 december 2024.

Krav, metoder och villkor som följer av EU-rätten samt nationella bestämmelser (första alternativet)

Svenska kraftnät föreslår[116] dels att det tydliggörs att krav, metoder och villkor som följer av EU-rätten är legalt bindande för alla berörda parter, dels att systemansvariga för överföringssystem ska utarbeta ”nationella bestämmelser” som kompletterar ellagen eller EU-rätten. Svenska kraftnät föreslår att dessa nationella bestämmelser ska prövas av Ei och att de efter Ei:s beslut blir legalt bindande.

För *krav, metoder och villkor som följer av EU-rätten* föreslår Svenska kraftnät att det införs en bestämmelse i ellagen som förtydligar att samtliga krav, metoder och villkor som följer av EU-rätten och som prövats och godkänts av antingen Acer eller Ei, är legalt bindande i den utsträckning det följer av EU-rätten. Det gäller såväl metoder som tas fram efter förslag från flera systemansvariga för överföringssystem, som villkor som tas fram nationellt efter förslag från Svenska kraftnät. Att krav som följer direkt av EU-förordningar är bindande är allmänt känt. Metoder och villkor betraktas dock ofta som något mer oklara rättsakter. Svenska kraftnät bedömer att metoder och villkors bindande verkan redan följer av lag. Enligt 2 § lagen (1994:1500) med anledning av Sveriges anslutning till Europeiska unionen gäller de fördrag och andra instrument som anges i lagen, bland annat fördraget om Europeiska unionens funktionssätt (FEUF) här i landet med den verkan som följer av dessa fördrag och andra instrument. Europeiska unionen får enligt 3 § samma lag fatta beslut som gäller här i landet i den omfattning och med den verkan som följer av de fördrag och andra instrument som anges i lagen. Bestämmelserna grundar sig i 10 kap. 6 § regeringsformen.

Kapitel 2 i FEUF reglerar unionens rättsakter, förfaranden för antagande och andra bestämmelser. Av artikel 288 följer att förordningar har allmän giltighet samt att de till alla delar är bindande och direkt tillämpliga i varje medlemsstat. Även ett beslut är till alla delar bindande. Om ett beslut anger till vem eller vilka det riktar sig, är det bindande endast för dessa, jfr även EU-domstolens mål C-911/19. Enligt artikel 291 och 292 FEUF kan kommissionen ges befogenhet att anta s.k. genomförande eller delegerade akter. Enligt EU-dom-

[116] Promemoria från Niclas Damsgaard, Svenska kraftnät, den 13 december 2024; e-post från Maria Rydberg, Svenska kraftnät, den 18 december 2024.

stolens praxis kan befogenhet att anta bindande rättsakter under vissa förutsättningar även ges andra än kommissionen till exempel byråer, se EU-domstolens mål C-270/12.

I ellagen står följande i 8 kap. 9 och 11 §§:

> 9 § Regeringen eller den myndighet som regeringen bestämmer får meddela föreskrifter om sådana generellt tillämpliga krav för anslutning av anläggningar till elnätet som avses i
>
> 1. artikel 7.1 i kommissionens förordning (EU) 2016/631 av den 14 april 2016 om fastställande av nätföreskrifter med krav för nätanslutning av generatorer, i den ursprungliga lydelsen,
> 2. artikel 6.1 i kommissionens förordning (EU) 2016/1388 av den 17 augusti 2016 om fastställande av nätföreskrifter för anslutning av förbrukare, i den ursprungliga lydelsen, och
> 3. artikel 5.1 i kommissionens förordning (EU) 2016/1447 av den 26 augusti 2016 om fastställande av nätföreskrifter med krav för nätanslutning av system för högspänd likström och likströmsanslutna kraftparksmoduler, i den ursprungliga lydelsen.
>
> 11 § Regeringen eller den myndighet som regeringen bestämmer får meddela föreskrifter om sådant datautbyte som avses i artikel 40.5 i kommissionens förordning (EU) 2017/1485 av den 2 augusti 2017 om fastställande av riktlinjer för driften av elöverföringssystem, i den ursprungliga lydelsen.

Enligt förordningen om det nationella elsystemet är det Ei som har fått ett bemyndigande att ta fram ovanstående föreskrifter. Framtagandet av innehållet i föreskrifterna ska dock ske utifrån den process som fastställs i RfG, DCC, HVDC och SO GL. Av artikel 40.5 i SO GL framgår exempelvis att varje systemansvarig för överföringssystem ska, i samordning med systemansvariga för distributionssystem och de betydande nätanvändarna, fastställa tillämpligheten för och omfattningen av datautbytet utifrån angivna kategorier. I artikel 6.4 b i SO GL står sedan att om medlemsstaten inte beslutar om något annat så ska den nationella tillsynsmyndigheten, dvs. Ei, pröva och godkänna metoden. Detta skulle innebära att Svenska kraftnät tar fram ett förslag på metod enligt artikel 40.5. Svenska kraftnät remitterar underlaget som sedan skickas till Ei. Ei prövar innehållet enligt 6.4. b, men Ei behöver också ta fram en konsekvensutredning och ha ett publikt samråd eftersom nationell lagstiftning kräver det när man tar fram föreskrifter. Beslutet som Ei ska fatta utifrån artikel 6.4 b är föreskriften.

Svenska kraftnät anser dock att beslutet som Ei fattar inte behöver mynna ut i en föreskrift, eftersom vissa beslut av en nationell myndig-

het ska anses vara sådana rättsakter som anges i artikel 288 i FEUF. Svenska kraftnät menar att de metoder, villkor och krav som Ei eller Acer fattar beslut om är en del av EU-rätten och därmed bindande för de aktörer som berörs av metoden eller kraven (detta förfarande sker i andra EU-länder). Svenska kraftnät föreslår därför att 8 kap. 9 och 11 §§ ellagen utgår, att de föreskrifter som nu finns upphävs och att det i ellagen införs en paragraf som tydliggör att samtliga krav, metoder och villkor som följer av EU-rätten och som prövats och godkänts av antingen Acer eller Ei, är legalt bindande i den utsträckning det följer av EU-rätten. Svenska kraftnät har i en särskild skrivelse till utredningen den 3 februari 2025 utvecklat motiveringen till ovanstående förslag.

Nationella bestämmelser har enligt Svenska kraftnäts förslag inga kopplingar till metoder eller krav som följer av EU-rätten. Däremot är konstruktionen för hur dessa nationella bestämmelser ska tas fram och beslutas densamma som i EU-rätten. Svenska kraftnät föreslår att nationella bestämmelser ska tas fram inom de områden där ett mer detaljerat nationellt regelverk behövs för att komplettera ellagen eller EU-rätten. Svenska kraftnät anser att det är av vikt för ett tydligt och enhetligt regelverk att den mer detaljerade nationella regleringen i så stor utsträckning som möjligt genomförs på ett sätt som liknar regleringen enligt EU-rätten, dvs. att de systemansvariga utarbetar kraven som sedan prövas av Ei, och att de efter Ei:s beslut är legalt bindande för berörda aktörer. Svenska kraftnät anser också att ett sådant förfarande är mer ändamålsenligt än upplägget med föreskrifter, bland annat eftersom en berörd aktör skulle ges möjlighet att överklaga det beslut som Ei fattar och det kan prövas i domstol.

Svenska kraftnät anser att det är av stor vikt att de frågor som förslaget om nationella bestämmelser avser att hantera kan regleras i närtid. Om utredningen kommer fram till att det inte är möjligt att genomföra nationella bestämmelser inom ramarna för de regler som styr svensk normgivning anser Svenska kraftnät att utredningen bör överväga andra lösningar som kan genomföras i ellagen. Vid en sådan bedömning bör alltså en möjlighet övervägas att införa mer detaljerade nationella regler genom en föreskriftsrätt eller normbeslut.

Utredningen konstaterar att Svenska kraftnäts förslag avseende krav, metoder och villkor som följer av EU-rätten liksom avseende nationella bestämmelser förefaller ändamålsenligt för att lösa de problem som finns med införandet av kommissionsförordningarna.

Samtidigt framgår det av utredningens underlag att det finns oklarheter kring tolkningen av EU-rätten. Dessa oklarheter måste utredas först. Därefter, om förslaget bedöms vara genomförbart, måste de materiella reglerna utformas i samråd mellan berörda parter. Detta har tidsmässigt inte rymts inom utredningens arbete. Utredningen har därför undersökt de två andra alternativen – avtal och normgivning – närmare.

Avtal mellan systemansvariga (andra alternativet)

Utredningen bedömer i avsnitt 5.4.2 att ett krav bör införas på att ett särskilt avtal ska ingås mellan den systemansvarige för överföringssystemet och vissa systemansvariga för distributionssystem. Huvudmotiven till att utredningen föredrar ett avtal är att avtalslösningen medger ett större mått av flexibilitet än föreskrifter i förhållande till ändrade behov över tid. Gemensamma överenskommelser genom avtal har fördelen gentemot normgivning att de kan ha en hög detaljeringsgrad och ändras snabbt vid behov. Med tanke på det obligatoriska lagområdet enligt 8 kap. 2 § regeringsformen riskerar annars många frågor, särskilt om enskildas förpliktelser och ekonomiska förhållanden, att behöva regleras tämligen detaljerat på lagnivå utan möjlighet till vidaredelegation till regering eller myndighet. Förslaget innebär också att parterna i stor utsträckning får kontrollen över avtalsinnehållet med förhoppningen om att resultatet blir ändamålsenligt.

Att, som utredningen föreslår, föreskriva en skyldighet för parter att ingå avtal med varandra utgör ett avsteg från den grundläggande avtalsfriheten. En reglering om att vissa parter ska ingå avtal brukar benämnas kontraheringsplikt eller kontraheringstvång. En sådan reglering kan även i viss mån innefatta reglering om vad ett sådant avtal ska innehålla.[117] Motiven till reglering om kontraheringsplikt skiljer sig åt men det kan också röra sig om en kombination av motiv.[118] De skäl som fordras för ett ingrepp i avtalsfriheten genom kontraheringstvång bör på det hela taget vara starkare än de skäl som kan motivera ett ingrepp i parternas frihet att fritt utforma sina avtals-

[117] Adlercreutz, Axel (2011), *Avtalsrätt I*, 13 uppl. 2011, s. 113.
[118] Victorin, Anders (1976), SvJT 1976 s. 436 *Om kontraheringstvång inom förmögenhetsrätten* s. 449.

villkor. Det kan också förstås genom att kontraheringstvång är mer sällsynt förekommande än tvingande regler om avtalsinnehåll.[119]

Kontraheringsplikt förekommer dock inom flertal olika områden i samhället.[120] Vanligt förekommande är kontraheringsplikt vid statlig monopolställning[121], exempelvis för att tillse att varor eller tjänster tillhandahålls. Kontraheringsplikt förekommer också när tillstånd getts genom koncession. Särskilt relevant för denna utredning är i detta avseende den anslutningsplikt som föreligger för innehavare av nätkoncession, som på objektiva, icke-diskriminerande och i övrigt skäliga villkor ska ansluta en elektrisk anläggning till ledningen eller ledningsnätet, om innehavaren av den elektriska anläggningen begär att den ska anslutas.[122] Denna kontraheringsplikt är ett exempel på en reglering som dels tar sikte på ett allmänt intresse (tillgång till el) av samhällsekonomisk art, dels en hantering av det beroendeförhållande som finns mellan den som kan tillhandahålla el och den som vill få möjlighet att nyttja den.

Även andra offentligrättsliga åtaganden regleras genom kontraheringsplikt, däribland renhållning. Vidare är en anläggningsägare till vatten- och avloppssystem är skyldig att ansluta nya kunder till systemet. Här finns dessutom en ömsesidig kontraheringsplikt, då fastighetsägaren å sin sida också är skyldig att ansluta sitt hus. Dessa regler har dels tillkommit av sanitära skäl, dels för att en fastighetsägare inte ska kunna förvägras möjligheten att utnyttja den service som det allmänna kan erbjuda.[123]

Vidare finns regler om kontraheringsplikt avseende försäkringar som införts för medborgares säkerhet[124], ett skäl som också anförs för kontraheringsplikt när det gäller sotning.

När det gäller utredningens förslag om avtal mellan systemansvariga ska följande framföras. Det finns ett tydligt ömsesidigt beroendeförhållande mellan de systemansvariga som rör ett allmänintresse – samhällets elförsörjning. De är beroende av varandras drift och de beslut som en aktör fattar påverkar andra aktörers drift och planering. Detta motiverar en reglering om att avtal ska finnas, eftersom

[119] Victorin (1976) s. 438.
[120] För en överskådlig genomgång utöver de exempel som lyfts, se Pehrson, Lars (1977), *Kontraheringsplikt*.
[121] Under åren har det rört sig om postgång, järnväg, telefoni, viktig sjöfart, Systembolaget m.fl. Se även Victorin (1976) s. 451 och Pehrson (1977).
[122] 4 kap. 1 § ellagen.
[123] Pehrson (1977) s. 10–11.
[124] Exempelvis gällande trafikförsäkring.

parterna inte på ett tillfredställande sätt har löst införandet av kommissionsförordningarna på eget initiativ. Dessutom finns i detta fall redan ett pågående avtalsförhållande mellan parterna genom anslutningsavtalet.

Bestämmelser på nationell nivå genom lagstiftning (tredje alternativet)

Utredningens alternativa bedömning är att Ei bör ges i uppdrag att ta fram föreskrifter. Utredningen har dock inte funnit möjlighet att inom ramen för sitt uppdrag ta fram förslag till sådana föreskrifter. Det är ett omfattande arbete som involverar flera parter och som kräver genomgång av parternas ståndpunkter, samt en teknisk detaljkunskap som utredningen inte besitter. Bindande myndighetsföreskrifter är således det alternativ som finns till en reglering om förekomst av avtal. Denna alternativa lösning skulle dock innebära att de systemansvariga i hög grad förlorar kontroll över resultatet. Såvitt utredningen har erfarit finns det en hög grad av samsyn mellan aktörerna om vilka problemen är, och en önskan om att komma framåt i denna del. Utredningen bedömer således att det bör finnas förutsättningar för aktörerna att lösa den beskrivna problematiken genom avtal, särskilt med vetskapen om att frågorna i annat fall kan komma att bli föremål för en detaljreglering kring vilken de inte kommer ha kontroll över resultatet.

Att bygga vidare på dagens modell med föreskrifter är dock det alternativ som Ei stödjer.[125] Ei framhåller dock att andra alternativ kräver ökad samverkan mellan systemansvariga på olika spänningsnivåer, samt att tvister och oenigheter i större utsträckning anmäls till Ei för prövning. Ei anser vidare att det krävs mer tillsynsinsatser oavsett vilket alternativ som väljs i utredningen. Ei framför i sammanhanget att EU-regelverkets tvistlösande funktioner inte nyttjas, varför det inte går att slå fast att nuvarande regelverk inte är ändamålsenligt. Hittills har inga anmälningar om prövning av tvister enligt kommissionsförordningarna kommit in till Ei från systemansvariga, trots att möjligheten finns och både Svenska kraftnät och regionnätsföretag har uttryckt missnöje och oenigheter om till exempel hur datautbytet ska ske. Vidare utför Ei begränsad tillsyn av efterlevnad i dagsläget, vilket beror på begränsade resurser, ett

[125] Skrivelse från Ei den 21 februari 2025.

begränsat antal klagomål på brister och eftersom elmarknadens aktörer själva kan begära prövning av tvister hos Ei.

Vidare konstateras att Ei och Svenska kraftnät behöver samverka mer. Svenska kraftnäts förslag till reviderade krav uppfyller enligt Ei inte kraven i kommissionsförordningarna och går utanför de bemyndiganden Ei har.

Utredningens bedömningar och överväganden

Utredningen bedömer att dialog och samarbete – både formaliserat och frivilligt – måste stärkas. Genom ett gott samarbete mellan jämbördiga parter bör många praktiska problem kunna lösas. Utredningen föreslår därför att ellagen kompletteras med ett krav på ett formaliserat och kontinuerligt samarbete mellan systemansvariga för överföringssystem och systemansvariga för distributionssystem, förslagsvis att systemansvariga för överföringssystem och systemansvariga för distributionssystem strukturerat och kontinuerligt ska samarbeta i syfte att säkerställa en säker drift, ett säkert och effektivt utbyte av information, samt en samordnad planering och utveckling av sina nät. De systemansvariga bör gemensamt ta fram och fastställa rutiner för samarbetet. Om de systemansvariga inte kan enas om att fastställa rutiner bör Ei kunna fastställa rutinerna. Några bestämmelser som reglerar samarbete finns redan i dag i det svenska regelverket för systemansvariga, till exempel 9 § förordningen om elnätsverksamhet som reglerar utbyte och samordning av information.

Utredningen bedömer att det behövs ytterligare resurstillskott till Ei för att säkerställa erforderliga resurser och relevant kompetens för att utöva tillsyn. Utredningen ser inget motsatsförhållande mellan en utökad tillsyn och förslaget om ett särskilt avtal mellan vissa systemansvariga, eftersom ett sådant avtal endast kan täcka vissa frågor. För regelefterlevnaden är tillsynen viktig, såväl planlagd som indikationsstyrd. Ett särskilt behov av tillsyn kan förekomma när det rör sig om ett nytt regelverk som inte tidigare har prövats i tillsyn. En sådan tillsyn bör kunna fungera både som en kontroll och som ett stöd i läroprocessen. Tillsynen bör bedrivas inom en tydligt definierad tillsynsram som innefattar en systemdesign med specificerad systemprestanda.

Beträffande förslaget från Svenska kraftnät om krav, metoder och villkor som följer av EU-rätten samt nationella bestämmelser gör utredningen följande bedömning. Förslaget om att Ei:s bemyndigande om att ta fram föreskrifter som följer av kommissionsförordningarna tas bort ligger i linje med de slutsatser som presenterades under våren 2024 i myndighetsutredningens rapport *Översyn av myndigheters uppgifter och ansvar inom energiområdet – delrapport Energimarknadsinspektionen och Elsäkerhetsverket* (KN2023/04160). Den rapporten bereds för närvarande i Regeringskansliet. Elmarknadsutredningen konstaterar att Svenska kraftnäts nu lämnade förslag förefaller ändamålsenligt för att lösa de problem som finns med införandet av kommissionsförordningarna, men konstaterar samtidigt att ett problem med den föreslagna lösningen är att utgångspunkten är att förvaltningsbeslut endast gäller gentemot de aktörer som uttryckligen står som adressater, medan normer som ska gälla generellt kräver föreskriftsform. Detta beskrivs på s. 12 i prop. 2017/18:93:

> Anslutningskoderna anger att generellt tillämpliga krav ska tas fram av nätföretagen, godkännas av ett utsett organ och offentliggöras. Det framgår däremot inte hur de kraven blir bindande för den som ansluter en anläggning till elnätet. Det finns i huvudsak två möjligheter. Den ena är att kraven anges i en författning. Det är i så fall lämpligt att det sker i form av förordning eller myndighetsföreskrifter. Den andra möjligheten är att kraven blir bindande för anläggningsinnehavaren endast genom villkor i avtal med nätföretaget.

Svenska kraftnät har låtit utreda frågan närmare ur ett EU-rättsligt perspektiv. Samtidigt framgår det av Elmarknadsutredningens underlag att det finns oklarheter och skilda uppfattningar kring tolkningen av EU-rätten och allmän giltighet av myndighetsbeslut. Dessa oklarheter måste utredas först och därefter, om förslaget bedöms vara genomförbart, måste de materiella reglerna tas fram i samråd mellan berörda parter. Detta har tidsmässigt inte rymts inom utredningens arbete. Eftersom Svenska kraftnät och Ei har intressen i frågan utifrån sina roller och dessutom skilda uppfattningar i frågan bedömer utredningen det som lämpligt att Svenska kraftnäts förslag analyseras närmare inom Regeringskansliet.

Utredningens förslag är i stället att alla systemansvariga för distributionssystem med ett regionnät direkt anslutet till ett överföringsnät gemensamt ska ingå ett särskilt avtal med den systemansvarige för överföringssystemet. Avtalet avser regionnät, dvs. om den system-

ansvarig för överföringssystem har såväl regionnät som lokalnät ska avtalet endast avse de ledningar som redovisas som regionnät.

Avtalet ska avse driften av överföringsnätet och regionnätet med syfte att säkerställa driftsäkerheten i överföringsnätet och de anslutna regionnäten. Avtalet ska tas fram gemensamt. Om avtalsparterna inte kan komma överens om hela eller delar av innehållet ska de olika versionerna av avtalet skickas till Ei med en förklaring till vad parterna inte kan komma överens om. Ei ska sedan utifrån underlaget inom sex månader fastställa avtalet i de delar parterna inte har kunnat enas. Ei:s bedömning bör ske utifrån om avtalsvillkoret bidrar till driftsäkerheten i det nationella elsystemet med hänsyn till principerna om proportionalitet och icke-diskriminering, samt med hänsyn till optimering mellan högsta totala effektivitet och lägsta totala kostnader för alla berörda parter. Motsvarande bör gälla för ändring av avtalet.

Eftersom det kommer att vara en omfattande process att ta fram dessa avtal, utveckla och enas om avtalsvillkoren bedömer utredningen att parterna bör ha i vart fall ett år på sig efter lagens ikraftträdande att ta fram och ingå avtal. Eventuellt kan det behövas ännu längre tid.

Gemensamma överenskommelser genom avtal har fördelen gentemot normgivning att de kan ha en hög detaljeringsgrad och ändras snabbt vid behov, givetvis under förutsättning att avtalsparterna är överens om de nya avtalsvillkoren. Med tanke på det obligatoriska lagområdet enligt 8 kap. 2 § regeringsformen riskerar annars många frågor, särskilt om ekonomiska förhållanden, att behöva regleras tämligen detaljerat i lag antagen av riksdagen, utan möjlighet till vidaredelegation till regeringen att meddela förordning eller myndighet att meddela föreskrifter. Utredningen bedömer med hänsyn till lagkravet enligt 8 kap. 2 § 1 regeringsformen det inte som möjligt att till exempel ge regeringen bemyndigande att föreskriva om vad avtalet ska innehålla utan att detta innehåll till viss del är specificerat i lag. Denna fråga ankommer det således på parterna att avgöra. Några centrala områden som ska ingå i avtalet bör dock framgå av ellagen såsom:

- gemensamma principer för driftsäkerhetsgränser för distributionssystem
- gemensam metod för driftsäkerhetsanalys för distributionssystem

- metod för avbrottskoordinering mellan systemansvariga för distributionssystem
- metod för avbrottskoordinering mellan systemansvarig för överföringssystem och systemansvariga för distributionssystem för avbrott som inte omfattas av SO GL[126].

Det är troligen inte lämpligt att detaljreglera villkoren i avtalen, som i stort handlar om krav på data- och informationsutbyte. Dessa områden är föremål för kontinuerliga regleringsändringar. Därför bör lagtexten begränsas till att ställa krav på att avtalet ska innehålla metoder och principer inom dessa områden.

Ei kommer enligt förslaget att ha en roll i att fastställa villkor i avtalet i den utsträckning parterna inte kan komma överens. För att Ei ska kunna fastställa avtalet i de delar som parterna inte enas om kan Ei behöva få ta del av hela avtalet för att se helheten. Om Ei då ser behov av en mer omfattande omarbetning av avtalet för att hantera de delar som Ei ska lösa får Ei informera parterna och föra en dialog om detta. Eftersom det är ett civilrättsligt avtal kan inte Ei besluta om att ändra i delar av avtalet som parterna redan är överens om.

Ei har enligt förslaget ingen lagreglerad roll i att granska eller godkänna avtalet i den utsträckning parterna är överens. Eftersom det är ett civilrättsligt avtal kommer inte Ei heller att ha möjlighet att utöva tillsyn över avtalet i sig, utan eventuella tvister avseende detta avtal kommer att behöva hanteras i allmän domstol genom att parterna får väcka talan för avtalsbrott.[127] Detta ser utredningen inte som problematiskt, särskilt inte om tillsynsansvaret för driftsäkerhet övergår till Ei enligt utredningens bedömning i avsnitt 5.3.7. Även om civilrättsliga tvister med åberopande av avtalet kommer att få prövas av allmän domstol går det inte att avtala bort icke-dispositiv EU-rätt och nationell rätt. Ei kommer därför i sin tillsyn på området

[126] Likvärdiga befogenheter som ges den systemansvarige för överföringssystem i SO GL bör gälla för den nationella avbrottskoordineringen. Syftet är att det ska vara likartat som det som föreskrivs i SO GL, eftersom det vore olämpligt att ha två olika processer. De artiklar i SO GL som detta primärt refererar till är artiklarna 95–96, 100 och 102–103.

[127] I vissa fall har dock lagstiftaren gett nätmyndigheten en exklusiv prövningsrätt av tvister, se exklusivitetsregeln om att anslutningsavgifter inte kan prövas av allmän domstol i prop. 2021/22:153: *Några remissinstanser tar upp frågan om hur Energimarknadsinspektionens exklusiva prövningsrätt bör komma till uttryck i lagtexten. Uttrycket ”att allsidigt och slutgiltigt pröva frågan” används inte i författningstext. Det är i stället lämpligt att utgå från hur 10 kap. 17 § första stycket 1 rättegångsbalken är formulerad (”skall upptagas”). Det bör alltså i ellagen anges att nätmyndigheten ska ta upp tvister i de aktuella frågorna.*

att få utgå från gällande EU-rätt och nationell rätt, inte vad som framgår av avtalet. Det är inte heller möjligt för parterna, om det inte är särskilt reglerat, att avtala bort sina möjligheter till tvistlösning, lika lite som att det inte går att avtala bort rätten till prövning av anslutningsavgifter hos Ei. De områden där endast avtalet kommer att gälla är i frågor som ligger utanför icke-dispositiv EU-rätt och nationell rätt och detta förhållande gäller redan i dag. Givet detta ser utredningen inget behov av att reglera att Ei ska godkänna avtalet. Däremot hindrar det inte att en lämplig ordning för framtagandet av avtalet kan vara att berörda parter konsulterar Ei i vissa frågor.

En rimlig konsekvens av avtalsbrott bör vara att en avtalspart kan begära skadestånd för kostnader som uppstår för parten med anledning av avtalsbrottet. Skadeståndsanspråk kan då också prövas i domstol. Däremot framstår till exempel bortkoppling av ett regionnät som en oproportionell konsekvens av ett avtalsbrott.

Förmodligen krävs även avtal mellan systemansvariga för distributionssystem samt mellan Svenska kraftnät och fler systemansvariga för distributionssystem än de som är anslutna till Svenska kraftnäts överföringsnät. I grunden handlar det om samma frågeställning som Svenska kraftnät har riktat mot de direktanslutna regionnätet som nu de direktanslutna regionnäten riktar mot underliggande regionnät samt lokalnät. För anslutningskraven handlar det om hur de ska appliceras och utformas i praktiken. Mycket står redan angivet i RfG, medan DCC enbart träffar systemansvariga för överföringssystem. För att samma krav ska gälla i hela det svenska elsystemet kan delar av det som omfattas av avtalet avseende driftsäkerhet, datautbyte, etc. komma att behöva föras vidare genom avtal. Behovet kommer dock att variera mellan de systemansvariga. Utredningen bedömer det inte som nödvändigt att nu reglera ytterligare avtal. De avtal som kommer att utarbetas enligt det förslag som utredningen presenterar lär även med tiden ge en god vägledning för hanteringen av ytterligare avtal mellan systemansvariga.

Om det framkommer att varken det första eller andra alternativet är genomförbart bör Ei enligt utredningen ges i uppdrag att ta fram föreskrifter. Utredningen har inte möjlighet att inom ramen för sitt uppdrag lämna förslag till detaljutformning av sådana föreskrifter. Det är ett omfattande arbete som involverar flera parter och som kräver genomgång av parternas ståndpunkter, samt en teknisk detaljkunskap som utredningen inte besitter.

5.5.2 Tekniska krav vid nyanslutning

Ett område där det i dag finns oklarheter avseende ansvarsfördelningen mellan systemansvariga för överföringssystem och systemansvariga för distributionssystem är vilka krav som ska ställas på anläggningar som ansluter till elsystemet.

Problembeskrivning

Det huvudsakliga problemet är att de systemansvariga för distributionssystemen i Sverige får ansvaret för att fastställa vissa projektspecifika krav och bedöma kravuppfyllnad för anläggningar som ansluter till 70–130-kilovoltnätet, samt vissa delar av 220-kilovoltnätet, se avsnitt 5.1.4.

Svenska kraftnät har framfört[128] att konsekvensen av rådande situation är att Svenska kraftnäts möjligheter att säkerställa driftsäkerheten, upprätthålla överföringskapaciteten och kostnadseffektiviteten i överföringssystemet begränsas. Även driftsäkerheten och effektiviteten i distributionssystemen äventyras.

Krav för anläggningar som ansluter till elsystemet regleras framför allt i tre kommissionsförordningar: nätanslutning av generatorer (RfG), nätanslutning av förbrukare (DCC) och nätanslutning av högspänd likström (HVDC). I RfG men också DCC (och i viss mån HVDC) läggs ett stort ansvar på ”berörd systemansvarig” som den ansvariga för att fastställa vissa projektspecifika krav samt bedöma kravuppfyllnad för en anläggning som ansluter till elsystemet. I RfG definieras berörd systemansvarig som ”den systemansvarige för överförings- eller distributionssystem, till vars system en kraftproduktionsmodul, en förbrukningsanläggning, ett distributionssystem eller ett system för högspänd likström är anslutet eller kommer att anslutas.” Om en anläggning ansluts till överföringssystem blir den systemansvarige för överföringssystem således berörd systemansvarig. Om en anläggning ansluts till ett distributionssystem blir i stället den systemansvarige för distributionssystemet berörd systemansvarig. I de fall en anläggning ansluts till distributionssystemet är Svenska kraftnät involverad i vissa steg i processen i rollen som berörd systemansvarig för överföringssystemet, men har i dag ingen roll i

[128] Hearing 22 november 2024.

överensstämmelseförfarandet (artikel 41–57 i RfG), dvs. bedömningen av kravuppfyllnad.

Lämnade förslag

Svenska kraftnät[129] föreslår att det införs en bestämmelse i ellagen som förtydligar att samtliga krav, metoder och villkor som följer av EU-rätten och som prövats och godkänts av antingen Acer eller Ei, är legalt bindande i den utsträckning det följer av EU-rätten, se avsnitt 5.5.1. Förslaget innebär att de generellt tillämpliga reglerna som följer av RfG, DCC och HVDC inte som i dag ska fastställas i föreskrifter där Ei har föreskriftsrätten. RfG, DCC och HVDC samt de generellt tillämpliga krav som följer av dessa utgör en delmängd av den reglering som ska följas vid anslutning av elektriska anläggningar. För att hantera de specifika förutsättningar som råder i Sverige anser Svenska kraftnät att det ska finnas möjlighet att komplettera med nationella bestämmelser som innehåller anslutningskrav utöver krav som följer av RfG, DCC och HVDC om det behövs för att säkerställa ett säkert, tillförlitligt och effektivt överföringssystem.

Den sammanlagda kravställningen vid anslutning består enligt Svenska kraftnäts förslag av

- nationella bestämmelser för befintliga och nya anläggningar som inte omfattas av RfG, DCC eller HVDC samt kompletterande bestämmelser som går utöver RfG, DCC eller HVDC, samt
- kravställningen i RfG, DCC och HVDC samt de generellt tillämpliga kraven som följer av dessa.

Eftersom kravbilden riskerar att bli fragmenterad föreslår Svenska kraftnät att Ei ska beakta den samlade kravbilden vid prövning och att Svenska kraftnät är skyldig att publicera ett dokument med den samlade kravbilden på sin hemsida.

Svenska kraftnät föreslår också att, om det behövs för att säkerställa ett säkert, tillförlitligt och effektivt överföringssystem, man får rätt att i samordning med berörd systemansvarig fastställa plats-

[129] Promemoria från Niclas Damsgaard, Svenska kraftnät, den 13 december 2024.

specifika krav samt krav på verifiering av kravuppfyllnad för elektriska anläggningar som ansluter till distributionssystem.

Vidare föreslår Svenska kraftnät att en systemansvarig för distributionssystem, som inte själv är en särskilt utpekad systemansvarig för distributionssystem, ska vara skyldig att fastställa platsspecifika krav och verifiera kravuppfyllnaden i samordning med närmsta berörda särskilt utpekad systemansvarig för distributionssystem.

Experten Andreas Westberg[130] har föreslagit att regeringen, eller den myndighet den bemyndigar, ska få föreskriftsrätt att applicera kraven i DCC på anslutande förbrukningsanläggningar och distributionssystem till regionnäten i syfte att likställa kraven mot de tänkta inom övriga Europa. Westberg föreslår också att det ska säkerställas att Svenska kraftnät minst uppfyller motsvarande krav som ställs i DCC för egna anläggningar med externt granskande part.

Utredningens bedömningar och överväganden

Utredningen konstaterar att de problem som redovisas ovan kan bero på oklarheter i regelverket, men att orsaken även kan vara oförmåga hos parterna att ta det ansvar som krävs. Lösningen skulle i det fallet kunna vara utökad tillsyn som leder till praxis och att fler tvister anmäls till Ei för prövning.

Utredningen har i tidigare avsnitt presenterat tre förslag som delvis kan mildra de problem som beskrivits.

Det första förslaget är att enstaka koncessionerade ledningar med endast en ansluten kund för inmatning eller uttag undantas från den reglerade nätverksamheten om den anslutna kunden ingår i samma koncern som koncessionshavaren. Sådana ledningar bör reglerings-mässigt i stället hanteras tillsammans med produktions- respektive förbrukningsanläggningen, se avsnitt 5.2.4. Innehavaren av den koncessionerade anslutningsledningen blir därmed inte systemansvarig för distributionssystem.

Det andra förslaget är att ellagen kompletteras med ett krav på ett formaliserat och kontinuerligt samarbete mellan systemansvariga för överföringssystem och systemansvariga för distributionssystem, se avsnitt 5.5.1.

[130] Skrivelse från Andreas Westberg den 17 september 2024.

Det tredje förslaget är att ett krav införs på att ett avtal ska ingås mellan den systemansvarige för överföringssystemet och de systemansvariga för distributionssystem med ett regionnät direkt anslutet till överföringssystemet, se avsnitt 5.4.2 och 5.5.1. I avtalet kan frågan om krav vid nyanslutning regleras närmare.

Frågan om krav, metoder och villkor som följer av EU-rätten samt nationella bestämmelser behandlas i avsnitt 5.5.1.

5.5.3 Driftsäkerhet

Driftsäkerhet i elnätet avser systemets förmåga att transportera el på ett pålitligt och robust sätt, även under olika belastningar och störningar. Driftsäkerhet är en central aspekt av en trygg elförsörjning. En säker drift bygger på tydliga funktionskrav, specifika driftsäkerhetsgränser och principer samt ett strukturerat informationsutbyte och effektiv koordinering mellan systemansvariga.

Problembeskrivning

Det huvudsakliga problemet ät följande. Funktionskraven om överföring av el med god kvalitet finns angivna i svensk rätt. Dessa krav är dock inte direkt jämförbara med de detaljerade driftsäkerhetskrav som finns i EU-rätten och som ställs på systemansvariga för överföringssystem. Det innebär att det för distributionssystem och systemansvariga för distributionssystem saknas uttryckliga legala krav inom flera områden.

Funktionskraven avseende driftsäkerhet skiljer sig åt på olika spänningsnivåer. I överföringssystemet som Svenska kraftnät ansvarar för regleras detta primärt av kommissionsförordningarna SO GL och ER. Den aktuella statusen i systemet i förhållande till tekniska gränsvärden för till exempel spänning, frekvens samt tillgången på reserver för att hantera en oförutsedd händelse (N-1) och tekniska system avgör vilka systemdrifttillstånd systemet befinner sig i.

På lokalnäts- och regionnätsnivå dimensionerar en systemansvarig åtgärderna för att upprätthålla driftsäkerheten utifrån en annan logik. Här är det primärt funktionskravet avseende den maximala avbrottstiden, men även elkvalitetskrav, som påverkar hur mycket redundans och avhjälpande åtgärder som den systemansvarige be-

höver vidta för att uppfylla det aktuella funktionskravet. Funktionskraven om överföring av el med god kvalitet finns angivna i svensk rätt[131] och avbrottstiden är kortare ju större kunder (lastintervall) det rör sig om. Detta redogörs för i mer detalj i avsnitt 6.3.2.

Regelverk för drift av överföringssystem

Detaljerade krav för hur driftsäkerheten i de sammanlänkade överföringssystemen ska kunna upprätthållas fastställs framför allt i SO GL och ER samt i de metoder och villkor som följer av förordningarna.

SO GL innehåller tre olika delar med krav för driftsäkerhet, för driftplanering samt för balansering och reserver. Kraven gäller bland annat hur systemansvariga för överföringssystem ska övervaka och fastställa överföringssystemets systemdrifttillstånd, systematiskt arbeta med att identifiera möjliga fel och nödvändiga åtgärder för att hantera dessa, utbyte av data mellan systemansvariga och betydande nätanvändare, samordnad avbrottsplanering och samordnat arbete med frekvensreserver inom synkronområdet.

Systemdrifttillstånden beskriver överföringssystemets status ur driftsäkerhetssynpunkt. Fem tillstånd finns definierade: normaldrifttillstånd, skärpt drifttillstånd, nöddrifttillstånd, nätsammanbrott och återuppbyggnadstillstånd, se figur 6.2 i avsnitt 6.3.2.

För att förhindra att incidenter sprids och förvärras – samt för att säkerställa att de förmågor, verktyg och anläggningar som krävs för att återuppbygga överföringssystemet finns – fastställer ER att tre olika planer behöver finnas: systemskyddsplan, återuppbyggnadsplan samt en provningsplan. ER ställer krav på att dessa planer ska hållas uppdaterade och att provning av förmågor och resurser ska ske regelbundet.

Begreppet driftsäkerhet finns definierat i SO GL och beskriver överföringssystemets förmåga att bibehålla normaldrifttillståndet eller återvända till normaldrifttillståndet så snart som möjligt. Att bibehålla normaldrifttillståndet innebär att överföringssystemet be-

[131] Vad som avses med god kvalitet anges i 4 kap. 18–19 §§ ellagen medan det grundläggande funktionskravet på maximalt 24 timmar avbrott anges i 4 kap. 20–22 §§ ellagen. De hårdare kraven för större lastintervall finns i EIFS 2023:3 som avser god kvalitet. Det grundläggande funktionskravet på 24 timmar kan således skärpas genom föreskrifter avseende god kvalitet, vilket framgår av 4 kap. 20 §.

finner sig innanför driftsäkerhetsgränserna i N-situationen, dvs. i den situation där inget överföringselement är otillgängligt p.g.a. en oförutsedd händelse, och att det klarar av en störning enligt (N-1)-kriteriet[132] utan att gränserna för driftsäkerhet överträds med hänsyn taget till tillgängliga stödtjänster och avhjälpande åtgärder. En systemansvarig för överföringssystem ska beakta störningar (oförutsedda händelser) som både är interna (i det egna överföringssystemet) och externa (i distributionssystem eller i andra överföringssystem) om dessa påverkar driftsäkerheten i det egna överföringssystemet.

Den aktuella statusen i systemet i förhållande till tekniska gränsvärden samt tillgången på tekniska system och reserver för att hantera en oförutsedd händelse (N-1) avgör om systemet befinner sig i systemdrifttillståndet normaldrift. Tekniska gränsvärden avser bland annat effektflöden, spänning och frekvens. Om minst en oförutsedd händelse från förteckningen över oförutsedda händelser leder till ett överträdande av gränserna för driftsäkerhet för de systemansvariga för överföringssystem, även efter aktiveringen av avhjälpande åtgärder, befinner sig systemet i skärpt drift. Nöddrift inträffar när till exempel minst en driftsäkerhetsgräns överträds eller om minst en åtgärd i systemskyddsplanen är aktiverad.

Nätsammanbrott inträffar om mer än 50 procent av förbrukningen i det berörda kontrollområdet för den berörda systemansvarige för överföringssystemet faller bort eller om det är spänningslöst under minst tre minuter i kontrollområdet vilket leder till återställningsplaner. Ett överföringssystem ska anses vara i återuppbyggnadstillstånd när en systemansvarig för överföringssystem som befinner sig i nöddrifttillstånd eller har drabbats av nätsammanbrott har börjat aktivera åtgärderna i sin återställningsplan.

De systemansvariga för överföringssystemen ska fastställa gränserna för driftsäkerhet genom att åtminstone ta hänsyn till de i SO GL angivna, eller av systemansvariga för överföringssystem fastställda, gränserna för spänning, kortslutningsström och termisk belastningsförmåga samt tidsbegränsad tillåten överlast. Skrivningen ”åtminstone” i SO GL öppnar upp för att den som är systemansvarig för överföringssystem kan ta hänsyn till ytterligare parametrar utöver de som SO GL innehåller.

[132] Den regel enligt vilken de element inom ett kontrollområde som förblir i drift efter en oförutsedd händelse klarar av det nya driftförhållandet utan att överträda gränserna för driftsäkerhet (SO GL artikel 3.2.14), dvs. de delar av systemet som är kvar i drift efter en oförutsedd händelse klarar av att driva systemet vidare inom gränserna för driftsäkerhet.

I SO GL finns också definierade parametrar för frekvenskvalitet som innefattar ett standardiserat frekvensområde samt maximal stationär och momentan frekvensavvikelse. Den dynamiska stabiliteten ska också övervakas och bedömas, minst en gång per år, för att identifiera stabilitetsgränser samt möjliga stabilitetsproblem avseende transient och dynamisk stabilitet[133] samt pendlingar i överföringssystemet.

Skulle en störning inträffa ska den som är systemansvarig för överföringssystemet hantera den för att så snart som möjligt uppfylla (N-1)-kriteriet igen. (N-1)-kriteriet är den dominerande driftsäkerhetsprincipen för planering och drift av överföringssystemen i Sverige och i resten av Europa. I grunden är (N-1)-kriteriet en deterministisk princip genom att en (1) oförutsedd händelse ska klaras av oavsett sannolikheten för eller konsekvensen av den aktuella händelsen. Enligt SO GL ska varje systemansvarig för överföringssystem ta fram en förteckning över oförutsedda händelser. Förteckningen ska användas för att analysera driftsäkerheten i det egna kontrollområdet.

Det är inte säkert att det alltid är det mest tekniskt och ekonomiskt effektiva att säkerställa att inga driftsäkerhetsgränser överträds efter en oförutsedd händelse. Därför är en systemansvarig för överföringssystem enligt 35.5 i SO GL inte skyldig att uppfylla (N-1)-kriteriet, om medlemsstaten inte beslutar annat, så länge det endast uppstår lokala konsekvenser inom det aktuella kontrollområdet, dvs. utan risk för att felet sprider sig till andra överföringssystem. Ett exempel på en störning där (N-1)-kriteriet inte kan tillämpas är bortfall av en radiell ledning, vilket normalt endast får lokala konsekvenser.

I förordningen om det nationella elsystemet finns krav på att Svenska kraftnät ska fastställa mål för driftsäkerhet under förutsebara förhållanden på transmissionsnät inom landet och på de utlandsförbindelser som är anslutna till transmissionsnät. Målen ska vara objektiva, öppna och icke-diskriminerande. Målen ska skickas till regeringen och Svenska kraftnät ska offentliggöra målen efter regeringens godkännande vilket utvecklas i avsnitt 6.3.2.

[133] Innefattar frekvens, spänning samt rotorvinkel hos anslutna generatorer.

Regelverk för drift av distributionssystem

För driften av distributionssystem finns varken i EU-rätten eller i den svenska lagstiftningen motsvarande definitioner av driftsäkerhet och systemdrifttillstånd eller krav avseende systemdriften och avbrottsplanering som för överföringssystem. Det finns i den svenska lagstiftningen krav om leveranssäkerhet och grundläggande skyldigheter för systemansvariga för distributionssystem, exempelvis 3 kap. 1 § ellagen och EIFS 2023:3. Mer specifikt är det funktionskravet avseende den maximala avbrottstiden som påverkar hur mycket redundans (extra kapacitet) och avhjälpande åtgärder som den systemansvarige för distributionssystem behöver vidta för att uppfylla det aktuella funktionskravet. Funktionskraven om överföring av el med god kvalitet finns angivna i svensk rätt[134] och avbrottstiden är kortare ju större kunder (lastintervall) det rör sig om.

Andra funktionskrav enligt EIFS 2023:3 som påverkar nätföretagens dimensionering med syfte att säkerställa att överföringen av el är av god kvalitet är:

- Trädsäkring av ledningar: För ledningar med en spänning över 25 kilovolt ställs krav på att de ska vara trädsäkra, vilket minimerar risken för avbrott p.g.a. fallande träd.
- Begränsning av avbrottsfrekvens: Krav på att begränsa antalet avbrott per kund för att uppfylla att överföringen av el är av god kvalitet.
- Spänningskvalitet: Föreskrifter för att upprätthålla standarder för spänningens nivå, spänningsförändringar och spänningsövertoner för att undvika skador på utrustning och säkerställa att överföringen av el är av god kvalitet.

[134] Vad som avses med god kvalitet anges i 4 kap. 18–19 §§ ellagen medan det grundläggande funktionskravet på maximalt 24 timmar avbrott anges i 4 kap. 20–22 §§ ellagen. De hårdare kraven för större lastintervall finns i EIFS 2023:3 som avser god kvalitet. Det grundläggande funktionskravet på 24 timmar kan således skärpas genom föreskrifter avseende god kvalitet, vilket framgår av 4 kap. 20 §.

Dessa krav[135] är dock inte direkt jämförbara med de detaljerade funktionskrav, dimensioneringsprinciper och driftsäkerhetskrav som finns i EU-rätten och som ställs på systemansvariga för överföringssystem.

Det innebär att det för distributionssystem och systemansvariga för distributionssystem saknas uttryckliga legala krav på exempelvis:

- Systemdrifttillstånd som beskriver distributionssystemets status ur driftsäkerhetssynpunkt.
- Att systemansvariga för distributionssystem ska fastställa gränser för driftsäkerhet utifrån relevanta parametrar såsom gränserna för spänning, kortslutningsström och termisk belastningsförmåga samt tidsbegränsad tillåten överlast.
- Att systemansvarig för distributionssystem ska ta fram en förteckning över oförutsedda händelser som ska användas för att analysera driftsäkerheten i det egna systemet, samt krav på att om en störning skulle inträffa ska en systemansvarig för distributionssystem hantera den för att, i den utsträckning det är relevant, så snart som möjligt uppfylla (N-1)-kriteriet igen.
- Att systemansvariga för distributionssystem ska övervaka och bedöma den dynamiska stabiliteten för att identifiera stabilitetsgränser samt möjliga stabilitetsproblem i distributionssystemet.
- Att systemansvariga för distributionssystem ska koordinera sina avbrott av nätelement (exempelvis ledningar och komponenter i stationer för underhåll eller utbyggnad inom sitt distributionssystem) på det sätt som systemansvariga för överföringssystem är skyldiga att göra enligt SO GL.

Utredningen bedömer att tillämpning av skilda driftsäkerhetsgränser och dimensioneringsprinciper på överföringsnätsnivå respektive region- och lokalnätsnivå kan försvåra samarbete mellan systemansvariga på olika nätnivåer och potentiellt också leda till suboptimering, särskilt när det kommer till regionnät med en maskad anslutning till överföringsnätet. Det bör därför övervägas om driftsäkerhetsgränser och dimensioneringsprinciper bör harmoniseras inom Svenska

[135] De krav som har preciserats i föreskrifter är relevanta för anslutningen till enskilda kunder. Lagens krav om god kvalitet är dock bredare än så och kan på liknande sätt preciseras genom föreskrifter.

kraftnäts fastställda observerbarhetsområde, vilket går ner till 70 kilovolt eller om frågan går att hantera inom det avtal som föreslås i avsnitt 5.5.1. Jfr även med avsnitt 5.4.2.

Otydlig reglering avseende driftsäkerhet

Avsaknaden av en tydlig reglering kring driftsäkerhet för distributionssystem skapar praktiska skillnader och otydlighet mellan hur Svenska kraftnät som systemansvarig för överföringssystemet hanterar överföringssystemet jämfört med hur de systemansvariga för distributionssystem hanterar distributionssystemen. Detta leder enligt Svenska kraftnät[136] till ett elsystem med lägre driftsäkerhet och nyttjandegrad jämfört med vad som sannolikt hade varit fallet med en tydligare och harmoniserad reglering av driftsäkerheten. Detta gäller i synnerhet de distributionssystem som har maskade sammankopplingar till andra system. Det finns otydligheter i kraven gällande driftsäkerhet och hur de hanteras för de maskade 70–130-kilovoltnäten samt de delar av det maskade 220-kilovoltnätet som i Sverige klassas som distributionssystem. Otydligheter finns kring vad systemansvariga för distributionssystem, som innehar ett maskat och parallellt regionnät, har för skyldigheter gentemot överföringssystemets försörjningstrygghet, överföringskapacitet och systemtillförlitlighet (artikel 40.1.a–c i elmarknadsdirektivet).

Systemansvariga för distributionssystem har enligt Svenska kraftnät inte skyldigheter och i de flesta fall inte heller verktyg för att observera och hantera (N-1)-kriteriet för exempelvis överbelastningar. Detta anges vara problematiskt, eftersom Svenska kraftnät är skyldig att beakta (N-1)-kriteriet för att bedöma överföringskapaciteten i överföringssystemet, även i de fall då den mest begränsande faktorn för överföringskapaciteten i överföringssystemet finns i ett distributionssystem. Konsekvensen av otydligheter avseende vilka krav som egentligen gäller för respektive part blir minskad observerbarhet och förutsägbarhet gällande hur dessa driftsituationer hanteras vilket i praktiken ytterst riskerar att leda till ett mindre driftsäkert och mindre effektivt nyttjande av elsystemet. Att det sker ett mindre effektivt nyttjande av elsystemet påverkar det operativa skedet, dvs.

[136] Svenska kraftnät. Problembeskrivning systemansvar. Promemoria till Elmarknadsutredningen den 29 juli 2024.

i driften av det existerande elsystemet, men det har även en påverkan i planeringsfasen, eftersom Svenska kraftnät exempelvis då kan behöva tillämpa högre säkerhetsmarginaler vid beräkning av ledig kapacitet vid nyanslutning.

Otydligheter finns också kring ansvaret för driftsäkerhet inom det egna kontrollområdet och vad en systemansvarig får utsätta andra systemansvariga för överföringssystem respektive distributionssystem för avseende leveranssäkerhets- och elsäkerhetsrisker. Det handlar således om ett ömsesidigt beroende mellan systemansvariga för överföringssystem och systemansvariga för distributionssystem, se vidare nedan under Konkreta exempel på problem.

För att hantera ett elsystem i snabb förändring är det problematiskt om det finns legala otydligheter i svensk rätt huruvida Svenska kraftnät som systemansvarig för överföringssystem samt systemansvariga för distributionssystem är ansvariga. Det gäller frågorna om att beakta samt ha mandat att vidta åtgärder för att hantera de fenomen och olika typer av anläggningar som i praktiken påverkar driftsäkerheten, kapaciteten samt kostnadseffektiviteten i överföringssystem respektive distributionssystem.

Möjligheterna att säkerställa driftsäkerheten i överföringssystemet blir utmanade i och med att alltmer produktion och förbrukning ansluts till distributionssystemen. För att göra det möjligt att upprätthålla driftsäkerhet och resurstillräcklighet blir det enligt Svenska kraftnät därför allt viktigare att regionnätsföretagen agerar som systemansvariga för distributionssystem och med elsystemets helhetsnytta i fokus[137]. Svenska kraftnät anser mot den bakgrunden att den svenska lagstiftningen bör tydliggöra systemansvaret för de systemansvariga för distributionssystem i linje med elmarknadsdirektivet samt att systemansvariga för distributionssystem ska åläggas att bidra med nyttor för kraftsystemet i stort.

[137] Svenska kraftnät (2023b), *Stärka försörjningstryggheten – deluppdrag 3. Kartlägga hur elproduktion utifrån kraftslag bidrar och samverkar för att skapa en trygg elförsörjning*. Ärendenummer 2022/3774.

Konkreta exempel på problem

Att det finns otydliga krav gällande driftsäkerhet och dess hantering för det maskade 70–130-kilovoltnäten samt de delar av det maskade 220-kilovoltnätet som i Sverige klassificeras som distributionssystem skapar en rad olika problem.

Svenska kraftnät

Några av de problem som följer av otydliga krav gällande driftsäkerhet och dess hantering för de maskade regionnäten är enligt Svenska kraftnät:

- Systemansvariga för distributionssystem har varken skyldigheter eller verktyg för att observera och hantera (N-1)-kriteriet för exempelvis överbelastningar.
- Systemansvariga för distributionssystem, som innehar och driver de maskade 70–130-kilovoltnäten samt delar av det maskade 220-kilovoltnätet, beaktar vid drift och planering av distributionssystem inte samma typer av oförutsedda händelser (störningar) som Svenska kraftnät. Det kan exempelvis vara så att en systemansvarig för distributionssystem inte beaktar samlingsskenefel[138], varken i driftskedet eller vid planering/ombyggnationer av systemet, samtidigt som Svenska kraftnät beaktar detta. I slutändan leder även detta exempel till ett mindre driftsäkert och mindre effektivt nyttjande av elsystemet.
- Eftersom det inte finns någon tydlig reglering kring driftsäkerheten av distributionssystemen innebär det att systemansvariga för distributionssystem inte behöver dimensionera och designa distributionssystemen efter driftsäkerhetskriterier motsvarande de som finns för överföringssystem. Via nationell lagstiftning ställs funktionskrav gällande leveranssäkerhet. Med leveranssäkerhet avses då att kunder (hushåll och företag) får så mycket el som de behöver och när de behöver det utan avbrott. Funktionskrav leder i praktiken till en annan typ av dimensionering

[138] En samlingsskena är en central kopplingspunkt där flera kraftledningar och utrustningar ansluts i en nätstation. Om ett fel uppstår kan det leda till stora strömavbrott eftersom många elledningar är anslutna till samma punkt. För att skydda elnätet används snabba skyddssystem som kan koppla bort den skadade delen och minimera störningarna.

och design jämfört med den reglering av driftsäkerheten som enligt EU-rätten gäller för överföringssystem. Kortfattat om den nationella lagstiftningen:

- Enligt de funktionskrav som finns i ellagen ska de systemansvariga se till att avbrott i överföringen av el till en elanvändare aldrig överstiger 24 timmar (benämns ibland funktionskravet eller 24-timmarskravet). Däremot finns ett undantag om den systemansvarige kan visa att avbrottet berott på ett hinder som ligger utanför företagets kontrollansvar. Undantaget gäller när den systemansvarige inte rimligtvis har kunnat förvänta avbrottet eller att följderna av avbrottet inte rimligen hade kunnat undvikas.
- Utöver ellagens generella funktionskrav, att avbrott inte ska vara längre än 24 timmar, ställer Ei strängare krav på avbrottstiden för punkter i nätet där man kan överföra mer än 2 megawatts effekt. Reglerna har tagits fram för att undvika att elanvändare, oavsett nivå i elnätet, ska drabbas av avbrott som är längre än 24 timmar. Kraven finns i kvalitetsföreskrifterna EIFS 2023:3 och benämns ibland funktionskrav för vissa lastintervall eller effekttrappan.

• EU-rätten (SO GL) reglerar inte krav på koordinering av avbrott på nätelement (exempelvis ledningar och komponenter i stationer för underhåll eller utbyggnad) som enbart har en påverkan på den nationella driftsäkerheten, dvs. hos överföringssystem och distributionssystem i Sverige. EU-rätten ställer enbart krav på att systemansvariga för överföringssystem ska koordinera avbrott som har en påverkan på driftsäkerheten inom andra kontrollområden, dvs. hos andra systemansvariga för överföringssystem. Det finns vidare ingen tydlig reglering i den svenska lagstiftningen gällande krav på koordinering av avbrott som påverkar den nationella driftsäkerheten.

- Vissa delar av de maskade 70–130-kilovoltnäten samt de delar av det maskade 220-kilovoltnätet som i Sverige klassificeras som distributionssystem har en signifikant påverkan på driftsäkerheten i överföringssystemet, men inte nödvändigtvis en signifikant påverkan på driftsäkerheten hos andra systemansvariga för överföringssystem. Detta innebär att det finns

ett behov av att systemansvariga för distributionssystem koordinerar sina avbrott på det sätt som Svenska kraftnät bedömer är nödvändigt för att säkerställa den nationella driftsäkerheten i överföringssystemet.

- Svenska kraftnät hanterar i dag koordineringen vid avbrott genom upparbetade rutiner och har för avsikt att i avtal med systemansvariga för distributionssystem ställa krav på att koordineringen av avbrott mellan systemansvariga för distributionssystem och Svenska kraftnät ska ske på ett sätt som är likvärdigt med den koordinering som ska ske enligt SO GL. Avsaknaden av en tydlig nationell reglering kring den nationella avbrottskoordineringen gör det dock svårare att fastställa rutiner och ta fram gemensamma krav. Givet den förutsedda kraftiga utbyggnaden av elsystemet samt de reinvesteringsbehov som föreligger, vilket kan bedömas medföra ett större behov av avbrott, är det extra viktigt att avbrotten koordineras för att undvika onödig elmarknadspåverkan och möjliggöra önskade ledtidsförkortningar samt ett effektivare utnyttjande av elsystemet.

Övriga synpunkter

Ei har till utredningen anfört att kravet om att överföringen av el ska vara av god kvalitet är en bred skrivning som ska, eller åtminstone kan, innefatta begreppet driftsäkerhet. När det gäller leveranssäkerhet har Ei preciserat de delar som är relevanta för enskilda slutkunder. Ellagens krav gäller dock fortfarande i gränspunkten mellan överförings- och regionnät, vilket innebär att den ansvarige för överföringsnätet ska ställa krav på underliggande nät eller kunder när det gäller kvalitetsparametrar och att underliggande nät ska kunna ställa krav på överliggande nät. Fungerar inte detta samspel finns en process för överprövning hos Ei. Det är enligt Ei problematiskt att befintliga aktörer inte verkar vara villiga att begära prövning hos Ei och därmed utkristallisera en praxis. Utöver det som angetts ställs även krav på spänningskvalitet. Ei:s reglering gäller även i gränspunkterna.

Experten Andreas Westberg[139] har framfört följande. Svenska kraftnät har definierat sitt observerbarhetsområde med kvalitativa

[139] Skrivelse från Andreas Westberg den 17 september 2024.

metoder ned till 70 kilovolt samt alla nätelement fram till typ D produktionsanläggningar (>= 30 MW). Med detta beskriver Svenska kraftnät hur man i praktiken har gjort sig beroende av 70-kilovoltsnäten och produktionsanläggningar långt ned i regionnäten för att kunna säkerställa att Svenska kraftnäts systemdrifttillstånd inom sitt kontrollområde kvarstår i normal drift och därmed leverera på den fredstida normen för driftsäkerhet. Westberg undrar om detta beroende är klokt ur ett robusthets- och resiliensperspektiv, eller utifrån ansvars-, likhets- och närhetsprincipen, i relation till (nationellt) samhällsviktig verksamhet. Oavsett får definitionen av observerbarhetsområde följdverkningar inom andra områden och den är därav viktig. Troligen har Svenska kraftnät definierat observerbarhetsområdet ned till 70 kilovolt, eftersom Svenska kraftnäts driftanalysprocess ofta har identifierat driftsäkerhetsrisker i regionnäten utifrån möjliga N-1 fel i överföringsnätet. Därmed har Svenska kraftnät åtagit sig en större roll för att säkra regionnätens driftsäkerhet än vad uppdraget egentligen innefattar. Med detta lyfts också frågan om vilka driftsäkerhetsrisker som den som är systemansvarig för överföringssystem har rätt att göra en avvägning kring i syfte att kunna tilldela mer kapacitet till elmarknaderna. Det väcker enligt Westberg frågan om Svenska kraftnät har rätt att utsätta region- och lokalnät för större risker än vad som är avtalat om?

Westberg har också framfört[140] att en systemansvarig för distributionssystem är i allra högsta grad beroende av driftsäkerheten i överföringsnätet samt elflöden i anslutningspunkter. Mycket är dock oklart i nuläget.

- Vad har Svenska kraftnät för risksyn i gränspunkter mot underliggande nät och vilka avhjälpande åtgärder tillämpas?
  - Vilka krav finns det på Svenska kraftnät avseende att överföring av el ska vara av god kvalitet?
  - Vad kan en systemansvarig för distributionssystem förvänta sig i en gränspunkt?
- Det saknas informationsdelning om vilka parallella flöden som kan förväntas i driftskedet, vilket hade varit bra att veta för driftplaneringen.

[140] Telefonsamtal med Andreas Westberg den 31 januari 2025.

- Ett fel i överföringsnätet kan få stora konsekvenser i underliggande nät när elflödet tar nya vägar, vilket påverkar driftsäkerhet och i förlängningen elsäkerheten hos systemansvariga för distributionssystem.

Svenska kraftnäts slutsatser

Svenska kraftnäts slutsatser[141] avseende driftsäkerheten är följande. Att de maskade 70–130-kilovoltnäten samt delar av det maskade 220-kilovolt nätet i Sverige klassas som distributionssystem innebär att driften av dessa system legalt sett inte behöver ske på samma sätt och uppfylla samma krav som om de varit en del av överföringssystemet. Detta medför praktiska problem p.g.a. skillnader mellan hur Svenska kraftnät som systemansvarig för överföringssystemet hanterar överföringssystemet jämfört med hur de systemansvariga för distributionssystem hanterar distributionssystemen.

Nämnda exempel visar att olika delar av elsystemet, där distributionssystem och överföringssystem har en signifikant ömsesidig påverkan, i dag drivs utifrån olika risknivåer och principer avseende riskhantering. Det kan exempelvis vara så att ett visst distributionssystem under några driftsituationer har en kapacitetshöjande inverkan på överföringssystemets kapacitet, men att det i andra driftsituationer har en kapacitetsbegränsande inverkan. Det kan också vara så att den mest effektiva åtgärden för att höja överföringskapaciteten i överföringssystemet vid vissa driftsituationer behöver vidtas i distributionssystemet, och inte i överföringssystemet. Det är dock inte säkert att den systemansvarige för distributionssystemet finner det lämpligt att vidta en sådan åtgärd.

Avsaknaden av en tydlig nationell reglering skapar osäkerhet vad gäller roller och ansvar för drift av distributionssystemet relaterat till dess påverkan på överföringssystemet, exempelvis avseende vem som ska vidta olika åtgärder. Praktiskt får detta bland annat följden att elsystemet och dess ingående delar inte koordineras ändamålsenligt, med konsekvensen att elsystemet nyttjas på ett mindre effektivt sätt.

[141] Svenska kraftnät. Problembeskrivning systemansvar. Promemoria till Elmarknadsutredningen den 29 juli 2024.

Lämnade förslag

Svenska kraftnät föreslår[142] att det införs krav på att särskilt utpekade systemansvariga för distributionssystem ska fastställa driftsäkerhetsgränser för relevanta delar av de särskilt utpekade distributionssystemen. Vidare föreslår Svenska kraftnät att det förtydligas att driftsäkerhetsanalyser ska genomföras i enlighet med fastställda nationella bestämmelser och att det förtydligas att den systemansvarige är skyldig att vidta åtgärder för att säkerställa att distributionssystemet befinner sig inom fastställda driftsäkerhetsgränser. Krav på driftsäkerhetsgränser för relevanta delar av de särskilt utpekade distributionssystemen och genomförandet av driftsäkerhetsanalyser förväntas leda till att systemansvariga för distributionssystem dimensionerar och designar dessa distributionssystem efter beslutade driftsäkerhetskriterier.

Svenska kraftnät föreslår ett förtydligande i ellagen eller via nationella bestämmelser av vad som anses vara ”rimliga krav på överföring av el” för distributionssystemen.

Svenska kraftnät föreslår vidare att det införs en möjlighet för systemansvarig för överföringssystem att fastställa nationella bestämmelser innehållande gränser för driftsäkerhet för ytterligare faktorer än de som fastställs i förordning (EU) 2017/1485 (SO GL) om det bedöms nödvändigt för upprätthållandet av driftsäkerheten i överföringssystemet. För att hantera ett elsystem i snabb förändring är det problematiskt om det till följd av trögheter i regelutvecklingen finns otydligheter i lagstiftningen om ansvarsfördelningen mellan systemansvariga för överföringssystem respektive distributionssystem. Det behövs tydlighet i vem som är ansvarig för att beakta, samt har mandat att vidta åtgärder för att hantera, fenomen och anläggningar som i praktiken påverkar överföringssystem respektive distributionssystemen.

Svenska kraftnät föreslår att det införs krav på att systemansvariga för distributionssystem ska koordinera planerade avbrott på sina nätanläggningar med varandra, i den utsträckning som krävs för att de systemansvariga för distributionssystem ska kunna planera in sina avbrott på ett effektivt sätt och säkerställa driftsäkerheten i sina system, och undvika oförenligheter mellan planerade avbrott i distributionssystemen och mellan planerade avbrott i distributions-

[142] Promemoria från Niclas Damsgaard, Svenska kraftnät, den 13 december 2024.

systemen som sedan ska koordineras med systemansvarig för överföringssystem.

Vidare föreslår Svenska kraftnät att den systemansvarige för överföringssystem ska fastställa nationella bestämmelser för koordinering av avbrott som enbart påverkar den nationella driftsäkerheten. Vid oförenligheter ska den systemansvarige för överföringssystem ges rätt att ställa in avbrott hos systemansvariga för distributionssystem.

Svenska kraftnät föreslår också att det införs en bestämmelse om nödvändigt utlämnade dvs. att en systemansvarig för överföringssystem som är en statlig myndighet får lämna ut data utan hinder av sekretess enligt offentlighets- och sekretesslagen (2009:400), om det är nödvändigt för att den systemansvarige för överföringssystem ska kunna fullgöra uppgifterna enligt nationell och europeisk lagstiftning. Det är angeläget för Svenska kraftnät att en sådan bestämmelse införs i ellagen så att motstridigheter mellan nationell lagstiftning och europeisk lagstiftning undanröjs. Det behöver säkerställas att Svenska kraftnät har ett tydligt stöd i lag att dela data som behövs för att Svenska kraftnät ska kunna fullfölja sina uppgifter och därmed säkerställa ett driftsäkert elsystem och att maximal driftsäker överföringskapacitet kan tilldelas elmarknaden.

Ei[143] ser behov av ett utökad bemyndigande att ange krav i föreskrifter för datautbyte. Ei anser också att modellen och processerna för datautbyte mellan systemansvariga skulle kunna prövas särskilt av Ei. I SO GL anges att medlemsstater kan besluta att mer än enbart omfattningen enligt artikel 6.4 b ska kunna prövas av tillsynsmyndigheten. Ei anser att det skulle öppna för enhetliga och ändamålsenliga regler för datautbyte. Svenska kraftnät bör också få en tydligare roll att tillhandahålla underlag till bestämmelserna. Svenska kraftnät skulle kunna få ett särskilt ansvar för det i sin instruktion, vilket också skulle borga för att Ei ska hantera förslag från Svenska kraftnät i särskild ordning, även om en prövning inte krävs enligt SO GL.

Ellevio har framfört[144] att man håller med om att det inte finns någon tydlig kravbild för driften av distributionssystemen. Regionnäten hamnar även mellan överföringssystemet och distributionssystemet (lokalnätet). Även om det lokala distributionssystemet ansluter mer produktion och är allt viktigare för systemet som helhet är Ellevio tveksamma till att det införs krav på systemdrifttillstånd i

[143] Skrivelse från Ei den 21 februari 2025.
[144] Skrivelse från Ellevio den 6 oktober 2024.

distributionssystemet. Det finns inget annat land som gjort något liknande och det är skillnad mellan olika nätnivåers styrning och kontroll. Enligt Ellevio behövs det snarare en utvecklad riskhantering. Ellevio ser ett behov av att Svenska kraftnät initierar ett ”systemstabilitetsforum” utifrån att Sverige behöver en nationell handlingsplan för hur de systemtekniska utmaningarna bäst kan hanteras. Inspiration kan med fördel hämtas från Tysklands nyligen framtagna handlingsplan på nationell nivå.

Experten Andreas Westberg[145] har föreslagit att Ei får i uppdrag att uppdatera eller revidera 4 kap. EIFS 2023:3 Funktionskrav till att inkludera den acceptabla nivån av påverkan på samhällsviktig verksamhet, så att detta harmoniseras från nuvarande krav enligt 4 kap. 1 § i EIFS 2023:3 från små kunder på 0,4 kilovolt ända upp till SO GL:s krav på överföringssystem. Westberg föreslår också att det tydliggörs i EIFS 2024:1 vilka planeringsförutsättningar som råder samt hur systemansvariga för distributionssystem ska stötta Svenska kraftnät som systemansvarig för överföringssystem i nära samarbete för att förbättra försörjningstryggheten genom lämplig överföringskapacitet och systemtillförlitlighet.

Ellevio har framfört[146] att man saknar en modell för nationell leveranssäkerhet som verkar vertikalt mellan systemansvariga för distributionssystem. Det saknas också avtal för olika typer av koordinering. Flexkodens (NC DR) Title VII ger en bra vägledning av vilka nationella villkor som bör finnas på plats i en snar framtid för koordinering mellan systemansvariga för överföringssystem och systemansvariga för distributionssystem respektive inbördes mellan systemansvariga för distributionssystem.

När det gäller avbrottskoordinering saknar Ellevio en tydlig kravbild för Svenska kraftnäts roll som koordinator, vilket i dagsläget mer har formen av en praxis än en formaliserad process. Koordinering sker, men utan ett klart mål eller en transparent beslutsprocess.

[145] Skrivelse från Andreas Westberg den 17 september 2024.
[146] Skrivelse från Ellevio den 6 oktober 2024.

Utredningens bedömningar och överväganden

Utredningen har i tidigare avsnitt presenterat fyra förslag som delvis kan mildra konsekvenserna av de samordningsproblem som beskrivits.

Det första förslaget är att i svensk lagstiftning införa samma terminologi som i EU-rätten, se avsnitt 5.2.4.

Det andra förslaget är att enstaka koncessionerade ledningar med endast en ansluten kund för inmatning eller uttag undantas från den reglerade nätverksamheten om den anslutna kunden ingår i samma koncern som koncessionshavaren. Sådana ledningar bör reglerings-mässigt i stället hanteras tillsammans med produktions- respektive förbrukningsanläggningen, se avsnitt 5.2.4. Innehavaren av den koncessionerade anslutningsledningen blir därmed inte systemansvarig för distributionssystem.

Det tredje förslaget är att ellagen kompletteras med ett krav på ett formaliserat och kontinuerligt samarbete mellan systemansvariga för överföringssystem och systemansvariga för distributionssystem, se avsnitt 5.5.1.

Det fjärde förslaget är att ett krav införs på att ett särskilt avtal ska ingås mellan den systemansvarige för överföringssystemet och de systemansvariga för distributionssystem med ett regionnät direkt anslutet till överföringssystemet, se avsnitt 5.4.4. I avtalet ska frågor relaterade till driftsäkerhet regleras närmare.

Om det visar sig att avtal inte förmår hantera de problem som beskrivits ovan bör lagstiftaren överväga att på regionnätsnivå ersätta ellagens funktionskrav med samma principer för driftsäkerhet som gäller för överföringssystem.

5.5.4 Subtransmission

Begreppet subtransmission innebär att det sker parallella flöden mellan nätnivåer, till exempel att överföring sker genom de maskade regionnäten i stället för genom överföringsnätet. Vissa av regionnäten har parallella anslutningar och är vid normal drift parallella och maskade med överföringsnätet.

Det finns oklarheter i ansvaret för subtransmission avseende krav och finansiering. Subtransmission är en företeelse som uppstår naturligt, men är inget som aktivt eftersträvas. Enligt regionnäts-

företrädare[147] finns maskade elnät främst till följd av ambitionen att stärka driftsäkerheten på regional och lokal nivå. Syftet är inte primärt att öka överföringskapaciteten på överföringsnätet eller för att stödja tillkomsten av EU:s inre elmarknad, även om detta kan vara en oförutsedd bieffekt. Subtransmission medför dock konsekvenser[148] som behöver hanteras, bland annat:

- *Möjlighet till nyanslutning i maskade region- och lokalnät:* Nyanslutningar i främst regionnätet kan ske, men kapaciteten i regionnätet är beroende av vilken nivå som handelstransiteras från elmarknaden.
- *Beräknade handelskapaciteter:* Handelskapaciteterna i den nya flödesbaserade kapacitetsberäkningsmetoden nyttjar i dag möjligheterna till transit i regionnäten, eftersom ledningsnätet ingår i den underliggande kraftsystemmodellen. Systemansvariga för distributionssystem får däremot inget inflytande eller ekonomiska bidrag.
- *Driftsäkerhet i primärt region- och lokalnätet:* Givet att regionnäten är parallella med överföringsnätet påverkas regionnäten av händelser i överföringsnätet, och teoretiskt vice versa. I nuläget finns inga upparbetarbetade formella processer för driftsäkerhetskoordinering likt det SO GL kräver mellan systemansvariga för överföringssystem.

När Svenska kraftnät ser behov av att anskaffa en produktionsresurs för att öka överföringsförmågan ersätter man leverantören av tjänsten ekonomiskt, dvs. man agerar då som en kund som köper en tjänst av en producent. Samma affärsmässiga mekanismer bör enligt Ellevio[149] gälla om Svenska kraftnät vill använda delar av regionnätens kapacitet för att ge mer kapacitet till marknaden. I båda fallen uppstår kostnader och risker för den som levererar tjänsten till Svenska kraftnät. Överföringsförmågan i överföringssystemet är en kollektiv nyttighet som alla som använder systemet ska betala för. Det innebär att Svenska kraftnät ska upphandla resurser för att nå dessa kollektiva nyttigheter och sedan fördela ut kostnaden. I dag inkluderar Svenska kraftnät den extra kapacitet som uppstår genom

[147] Skrivelse från Ellevio den 6 oktober 2024.
[148] Skrivelse från Andreas Westberg den 13 februari 2025.
[149] E-post från Ellevio den 17 december 2024.

subtransmission i den kapacitet för handel som erbjuds marknaden. Svenska kraftnät har dock enligt Ellevio inte ingått några avtal med regionnätsföretagen avseende subtransmission. Svenska kraftnät delar inte heller några prognoser med regionnätsägarna om de nya flödena.[150] Subtransmission mellan regionnätet och överföringssystemet bör enligt Ellevio sannolikt ha samma nivå av driftsäkerhet oavsett vem som äger näten. Det förutsätter dock att subtransmissionen är önskvärd och att finansieringsfrågan är löst. Det finns tveksamhet från regionnätshåll[151] till att de krav för driftsäkerhet som Svenska kraftnät förespråkar skulle tillämpas generellt på alla regionnät. Det handlar till stor del om var problemen uppstår och vilka konsekvenser dessa får på lokalnivå jämfört med systemnivå. Hur detta ska samordnas och dimensioneras har ännu inte utretts tillräckligt. Enligt Ellevio[152] råder det brist på gemensamma analyser mellan nätnivåer, kostnads- och ansvarsfördelningen är otydlig och formaliserad samverkan saknas. Det saknas också en framåtblickande planering för att hantera systemkritiska utmaningar och det finns ingen integrerad systemdesign med målbild som säkerställer långsiktig driftsäkerhet och utveckling. Ellevios förslag till lösning är en formaliserad samverkan via avtal mellan systemansvariga för överföringssystem och systemansvariga för distributionssystem, samt framåtblickande analyser för att identifiera problem och lösningar.

Svenska kraftnäts bemötande

Svenska kraftnät har bemött[153] Ellevios ovanstående synpunkter enligt följande.

Regionnätsägare sammankopplar sina elnät främst till följd av ambitionen att stärka driftsäkerheten på regional och lokal nivå. Denna sammankoppling innebär oftast att volymen subtransmission ökar. Såväl regionnät som lokalnät gör bedömningar i sin nätplanering om behovet av ytterligare sammankoppling till överliggande nät eller om andra lösningar är mest effektivt. Ett exempel på en alternativ lösning är radiell dubblering av befintligt nät. Detta exempel

[150] Skrivelse från Ellevio den 6 oktober 2024.
[151] Skrivelse från Ellevio den 6 oktober 2024.
[152] E-post från Ellevio den 17 december 2024.
[153] Skrivelser från Niclas Damsgaard, Svenska kraftnät, den 17 januari 2025 och den 7 februari 2025.

utgör dock ofta en mindre effektiv nätlösning, eftersom den ofta innebär större anläggningsinvesteringar för att uppnå samma nivå av förstärkt driftsäkerhet och redundans. Syftet är inte primärt att öka överföringskapaciteten på överliggande nät, även om detta kan vara en oförutsedd bieffekt. Dock kan subtransmission likväl innebära begränsningar i överliggande nät om ägaren av överliggande nät tvingas ta hänsyn till underliggande näts begränsningar i beräkningar av framtida ökade flöden eller vid avbrott. Subtransmission kan därför likväl vara en försvårande omständighet i nät- eller driftplanering, i synnerhet i avbrottssituationer.

Trots eventuella utmaningar vid starkt sammankopplade nät bör ökad redundans genom ytterligare sammankoppling mot överliggande nät kunna anses som en kostnadseffektiv hantering och som även bidrar till effektivt nätutnyttjande. Av det skälet anser Svenska kraftnät att ökad sammankoppling inom ett elområde bör ses som ett skäligt alternativ för ökad driftsäkerhet genom redundans, dock med två förbehåll. För det första måste ansvarsfördelningen för subtransmission klargöras och för det andra måste subtransmission mellan olika elområden begränsas.

Ansvarsfördelning

Gällande ansvarsfördelningen för subtransmission anser Svenska kraftnät att den aktör som väljer ökad sammankoppling som alternativ för att åstadkomma ökad driftsäkerhet i sitt eget system också är den som bör ha ansvaret att utveckla sitt system för att hantera eventuella följdeffekter av denna sammankoppling. Vid eventuell begränsning i underliggande nät p.g.a. subtransmission anser Svenska kraftnät att det är berörd systemansvarig för det nät där begränsningen uppkommer som har ansvar att bevaka samt hantera den begränsningen. Ståndpunkten anser Svenska kraftnät vara rimlig dels utifrån den systemansvarige för distributionssystemets allmänna ansvar att utveckla sitt nät för att möjliggöra en rimlig distribution av el, dels därför att skälet till att subtransmission uppkommer är att det innebär ett ekonomiskt fördelaktigt val hos den berörda systemansvarige.

Svenska kraftnät skulle anse det orimligt att lägga ansvaret på överliggande nät för att beakta och hantera överlaster som uppkommer

i ett annat nät. Skulle så bli fallet skulle ägare till överliggande nät troligen inte acceptera ökad sammankoppling av underliggande nät, vilket skulle leda till icke kostnadseffektiva lösningar och ett mindre effektivt nätutnyttjande.

Subtransmission mellan elområden

När det gäller subtransmission mellan två elområden är situationen lite mer komplex. Det finns områden i Sverige där mer eller mindre starka parallella nätstrukturer har etablerats mellan överföringsnätet och olika regionnät. Även här anges ökad överföring inte vara det primära syftet med ett starkt sammankopplat regionnät, men beroendet mellan systemen ökar och därmed också de möjliga följderna av subtransmission, positiva och negativa. Till exempel har snitt 4, mellan elområde 3 och 4, flera parallella regionnätsledningar, vilka tidvis bidrar till ökad överföring över snittet och tidvis begränsar överföringen. Svenska kraftnäts övergripande ståndpunkt är att denna parallella struktur, genom kraftigt maskade distributionssystem mellan elområden, successivt bör begränsas och med tiden avvecklas. Det är med avseende på den periodvisa höga subtransmissionen mer kostnadseffektivt och bidrar till mer effektivt nätutnyttjandet om överföring mellan elområden sker på det nationella överföringssystemet, transmissionsnätet.

Finansiella aspekter rörande subtransmission

Subtransmission kan, enligt Svenska kraftnät, påverka den beräknade handelskapaciteten både positivt och negativt, beroende på driftsituationen och vilken komponent i nätet som begränsar elflödet. Handelskapaciteten avgörs oftast av hur mycket el den kritiska komponenten kan hantera vid ett fel (N-1-kriteriet). Om en parallell regionnätsledning utgör en svag länk kan handelsflödet minska i stället för att öka, trots att det finns subtransmission i regionnätet. Därför innebär inte 10 MW subtransmission automatiskt att handelskapaciteten i överföringsnätet ökar med 10 MW. Svenska kraftnät bedömer att en ökad subtransmission normalt inte påverkar möjligheten att mata in eller ta ut el i punkterna på överföringsnätet. Med summaabonnemang kan uttaget justeras för att kompensera eventuella snedfördel-

ningar som kan uppstå mellan anslutningspunkterna, vilket ger en ökad flexibilitet för regionnätsföretagen.

Svenska kraftnät kan underlätta för den regionnätsägare, vars uttag och inmatning i stor utsträckning påverkas av subtransmission, genom att bevilja summaabonnemang. Subtransmission förekommer i princip i alla sammankopplade anslutningspunkter. I vissa området är subtransmissionen dock mer omfattande än i övriga delar av nätet och dess påverkan på inmatnings- och uttagsabonnemang mot överföringssystemet är större.

Som grundprincip anser Svenska kraftnät att det inte ska, utöver möjligheten till summaabonnemang, utgå någon finansiell ersättning för ökad överföring via subtransmission. Grunden för detta ställningstagande utgörs dels utifrån ovan beskrivna ställningstagande avseende ansvarsfördelning, dels utifrån att subtransmission inte anses kunna definieras som en tjänst.

Subtransmission inom ett elområde har ingen tydlig positiv påverkan på överföringsförmågan för överföringsnätet inom ett elområde. Det finns därför inget belägg för någon finansiell ersättning för dessa fall.

Vidare anser Svenska kraftnät att det inte går att likställa den överföring mellan två elområden via subtransmission med en tjänst. Skulle det utformas som en tjänst skulle krav på leveransförmåga och tillgänglighet behöva ställas och regionnäten behöva uppgraderas för att inte bli begränsande. Detta skulle då, kopplat till diskussionen i avsnittet ovan, inte vara effektiv hantering samt ge incitament till att utveckla och inte begränsa subtransmissionen mellan elområden. Detta skulle även kunna ses som att det står i konkurrens med överföringsnätet funktion i sig vilket inte kan anses önskvärt.

Om svaga länkar uppstår i regionnätet och skapar kritiska nätelement, bör de hanteras av regionnätsföretagen. Dessa länkar kan uppstå antingen p.g.a. ändrade driftflöden eller av historiska skäl. Regionnätsföretagen kan hantera problemen genom förstärkningar eller sektionering. Sektioneringen kan göras permanent eller vid överlast, beroende på behovet. Svenska kraftnät anför att de inte bör ta hänsyn till dessa svaga länkar vid beräkning av handelskapacitet, utan endast beakta risken för sektionering och att subtransmissionsflöden kan flyttas tillbaka till överföringsnätet inom abonnemangsgränserna.

Den nya flödesbaserade kapacitetsberäkningsmetoden gör det enklare att identifiera driftproblem. Om en sektionering av regionnätet leder till att elflödet på överföringsnätet ökar så mycket att en annan komponent i överföringsnätet blir den begränsande faktorn, kan Svenska kraftnät tillfälligt begränsa handelskapaciteten för att undvika överbelastning i regionnätet. Om marknadsflödet kräver det, bör Svenska kraftnät snarast åtgärda den kritiska komponenten i överföringsnätet för att höja handelskapaciteten igen. Sådana situationer bedöms som ovanliga och påverkar inte den övergripande hanteringen av subtransmission.

Det går dock inte att bortse från den befintliga struktur som finns i dag över till exempel snitt 4 mellan elområde SE3 och SE4. Det kan diskuteras om det i en övergångsperiod finns skäl för att se över ersättning för den överföring som faktiskt sker i syfte att inte belasta ägaren av distributionssystemet med till exempel ökade kostnader för förluster. Sammankopplingen är dock likväl ett val av regionnätet oavsett område. Skulle effekten gå via 400-kilovoltnätet skulle förlusterna, och därmed kostnaderna, vara mindre. Eftersom det inte är givet om eller när subtransmission faktiskt bidrar till ökad överföring över snittet är det inte heller givet en sådan ersättning kan anses skälig eller hur den skulle beräknas.

Användning av flaskhalsintäkter kopplat till subtransmission

Svenska kraftnät har sett över möjligheterna att använda flaskhalsintäkter för att finansiera investeringar som bidrar till bibehållen eller ökad överföringskapacitet mellan elområden vid begränsningar i regionnäten kopplat till subtransmission.

Investeringar i regionnäten skulle kunna vara ett lämpligt användningsområde för flaskhalsintäkter. För överföring mellan elområden är dock regionnäten sällan begränsande vid intakt nät men kan bli begränsande vid avbrott. I dagsläget genomförs inte långsiktiga avbrottsanalyser i den utsträckning som krävs för att i tid initiera relevanta nätförstärkningar. Investeringarna i regionnät som eventuellt skulle finansieras av flaskhalsintäkter är därför inte möjliga att identifiera innan det etableras bättre långsiktig avbrottskoordinering på överförings- och regionnätsnivå.

Vidare behöver investeringar som finansieras av flaskhalsintäkter vara samhällsekonomiskt lönsamma. Då det generellt sett endast är vid avbrott som komponenter i regionnätet blir begränsande vid subtransmission, är det vid få tillfällen som åtgärder i regionnätet ger ett positivt bidrag. Sannolikt är det därför svårt att uppnå samhällsekonomisk lönsamhet för en större åtgärd i regionnätet. Det är dock inte uteslutet att det skulle kunna finnas avbrott, om de är långvariga, där det skulle vara lönsamt att vidta mindre åtgärder i regionnäten för att höja överföringskapaciteten.

Utredningens bedömningar och överväganden

Utredningen konstaterar, utifrån de inlagor som kommit från Ellevio och Svenska kraftnät, att det finns outredda frågor och oklarheter kopplade till subtransmission. Utredningen anser att Ei bör ges i uppdrag att kartlägga de frågor och oklarheter som finns kopplade till subtransmission och beskriva problemen närmare.

5.5.5 Det långsiktiga planeringsansvaret

Som beskrivits tidigare utgör 70–130-kilovoltnäten samt vissa delar av 220-kilovoltnäten i Sverige inte en del av överföringssystemet. Utformning, dimensionering och drift av dessa nät kan i vissa hänseenden i hög grad påverka överföringssystemets driftsäkerhet, kapacitet och kostnadseffektivitet. Det omvända gäller också.

Den ömsesidiga påverkan mellan överföringssystem och distributionssystem blir extra tydlig i de fall när de maskade distributionssystemen korsar gränsen mellan elområden eller utgör reserv till överföringssystemet utmed viktiga överföringsstråk inom ett elområde. Exempelvis utgörs den tillgängliga överföringskapaciteten mellan elområde SE3 och SE4 av hur mycket el som driftsäkert kan överföras på de fem 400 kilovoltledningarna, likströmsförbindelsen SydVästlänken samt de åtta 130-kilovoltledningar som samtliga ingår i det samlade elsystemet mellan elområdena, där de sistnämnda klassificeras som distributionssystem.

Problembeskrivning

De huvudsakliga problem som utredningen har uppfattat avseende de systemansvarigas ansvar är att ansvarsfördelningen är otydlig när det gäller långsiktig planering för förstärkning och utbyggnad av överföringssystem och distributionssystem. När det gäller ansvarsfördelningen i fråga om anslutningsskyldigheten så har lokalnätsföretagen redan i dag ett ansvar för att bygga ut nätet[154] och en skyldighet att vidta andra samhällsekonomiskt motiverade åtgärder[155] för att kunna ansluta alla som begär det, samtidigt som överliggande nät har ansvar för att bygga ut nätet eller vidta andra samhällsekonomiskt motiverade åtgärder. Dock saknas det en samordning av ansökningar om nyanslutning. Brister i samordning både vad gäller planerad nätutbyggnad, andra åtgärder och anslutning påverkar möjligheterna att snabbt kunna ansluta ny elproduktion och nya större elförbrukare.

Planering av överföringssystem respektive distributionssystemen

Av avsnitt 5.5.3 framgår att det inom EU-rätten finns en detaljerad reglering för drift av överföringssystem. För planering saknas däremot en detaljerad reglering avseende ansvaret för planering av överföringssystem. Det finns inte heller någon detaljerad reglering avseende planering av distributionssystem i EU-rätten. Med detaljerad reglering avses här en reglering som beskriver hur systemansvariga ska utföra olika uppgifter. Vilka uppgifter som systemansvariga ska utföra med avseende på planering finns på en övergripande nivå beskrivet i EU-rätten och i 3 kap. 1 § ellagen.

I artikel 40.1 a i elmarknadsdirektivet beskrivs exempelvis följande relaterade uppgifter som åligger systemansvariga för överföringssystem:

> Varje systemansvarig för överföringssystem ska ansvara för följande:
> a) I nära samarbete med angränsande systemansvariga för överföringssystem och systemansvariga för distributionssystem säkerställa systemets långsiktiga förmåga att bemöta rimlig efterfrågan på överföring av el, samt på affärsmässiga villkor och med vederbörlig hänsyn till miljön driva, underhålla och utveckla säkra, tillförlitliga och effektiva överföringssystem.

[154] Se 3 kap. 1 § ellagen.
[155] Se 4 kap. 2 § ellagen.

Artikel 31.1 i elmarknadsdirektivet beskriver på motsvarande sätt exempel på relaterade uppgifter som åligger systemansvariga för distributionssystem:

> Den systemansvarige för distributionssystemet ska säkerställa systemets långsiktiga förmåga att uppfylla rimliga krav på eldistribution, och på affärsmässiga villkor driva, underhålla och utveckla säker, tillförlitlig och effektiv eldistribution inom sitt område, med vederbörlig hänsyn till miljön och energieffektiviteten.

Av 3 kap. 1 § ellagen framgår att ett nätföretag ska i fråga om sitt elnät ansvara för drift och underhåll, utbyggnad vid behov, eventuella anslutningar till andra ledningsnät, att nätet är säkert, tillförlitligt och effektivt, samt att nätet på lång sikt kan uppfylla rimliga krav på överföring av el.

Systemansvariga för överföringssystem ska säkerställa systemets långsiktiga förmåga att möta rimlig efterfrågan på överföring av el. Systemansvariga för distributionssystem ska säkerställa systemets långsiktiga förmåga att uppfylla rimliga krav på eldistribution.

Den legala innebörden av vad som avses med säkra, tillförlitliga och effektiva system skiljer sig därför åt mellan överföringssystem och distributionssystem. Följaktligen finns det en risk att den planering som ska skapa förutsättningar för en säker, tillförlitlig och effektiv drift av systemen, utförs på olika sätt med olika målbilder av systemansvariga för överföringssystem respektive systemansvariga för distributionssystem. Målbilden kan också skilja sig åt beroende på att överföringssystemet respektive distributionssystemen skiljer sig åt avseende ägande, där överföringssystemet ägs av staten och förvaltas av ett statligt affärsverk.

De maskade 70–130-kilovoltnäten samt de delar av det maskade 220-kilovoltnätet som inte innehas av Svenska kraftnät kan i hög grad påverka överföringssystemets kapacitet, driftsäkerhet och kostnadseffektivitet. Som tidigare nämnts ger det upphov till en rad praktiska problem när det uppstår skillnader mellan hur Svenska kraftnät som systemansvarig för överföringssystemet planerar överföringssystemet jämfört med hur de systemansvariga för distributionssystem planerar distributionssystemen. Praktiskt kan följden av detta bli att elsystemets ingående delsystem inte koordineras ändamålsenligt, med konsekvensen att elsystemet planeras och i förlängningen nyttjas på ett mindre effektivt sätt än om de delar av distributionssystemen i högre grad hade planerats tillsammans.

Skilda drivkrafter för nätplanering

Svenska kraftnät har framfört[156] att det finns en grundläggande skillnad mellan Svenska kraftnät och de systemansvariga för distributionssystem som i dag påverkar den långsiktiga investeringsplaneringen av överföringssystemet, dvs. de systemansvariga för distributionssystem som innehar 70–130-kilovoltnät samt 220-kilovoltnät. Denna skillnad består i att investeringar i överföringssystemet ska vara baserade på samhällsekonomiska lönsamhetsbedömningar[157], vilket är ett uttalat ”samhällsuppdrag” som i dag saknas hos systemansvariga för distributionssystem.

Verksamheten hos alla systemansvariga styrs i dag av en nationell elnätsreglering. Regleringen sätter ett tak för de avgifter som systemansvariga för distributionssystem får ta ut av sina kunder, den så kallade intäktsramen. Elnätsregleringen saknar dock en direkt motsvarighet till Svenska kraftnäts uppdrag att utveckla överföringssystemet på det samhällsekonomiskt mest effektiva sättet. Regleringen styr inte hur de systemansvariga för distributionssystem, huvudsakligen aktiebolag, använder de vinster som genererats i verksamheten. Det betyder att de – helt naturligt utifrån att de drivs i bolagsform – kan ha incitament att styra projektportföljen till de affärsmässigt mest lönsamma investeringarna. Detta skapar dock utmaningar i regioner där överföringssystemet och distributionssystemet i viss utsträckning utgör varandras reservförbindelser och därför behöver samplaneras för att helheten ska bli så effektiv som möjligt för samhället.

Ett exempel på situationer där skillnaderna i grunduppdraget för Svenska kraftnät i relation till systemansvariga för distributionssystem skapar utmaningar är när en samhällsekonomisk bedömning lett till slutsatsen att det skulle vara lönsamt att ersätta eller komplettera en ledning i distributionssystemet med en ledning i överföringssystemet som ett i led i att undvika onödiga nya intrång i landskapet genom flera separata ledningar i distributionssystemet. Att riva en ledning i distributionssystemet eller ersätta den med en överföringssystemsledning och en distributionssystemsledning upphängda i gemensamma stolpar kan dock leda till att kapitalbasen hos den

[156] Svenska kraftnät. Problembeskrivning systemansvar. Promemoria till Elmarknadsutredningen den 29 juli 2024.
[157] Se 3 § 1 förordningen med instruktion för Affärsverket svenska kraftnät och 6 § andra stycket förordningen om nätkoncession.

systemansvarige för distributionssystem minskar. Detta får till följd att distributionsnätsföretaget, till följd av utformningen av elnätsregleringen, få en minskad tillåten avkastning.

Utredningen konstaterar i sammanhanget att en nätkoncession också innebär en ensamrätt för sträckningen under koncessionstiden. Om en ledning ska rivas i förtid leder det därför till en ekonomisk förlust som rimligen behöver kompenseras av den som vill ersätta ledningen. Den möjlighet som i dag finns i ellagen för att hantera problemet är omprövning när minst 40 år har gått sedan nätkoncessionen meddelades, 2 kap. 31–37 §§ ellagen. Förutom nätkoncessionshavaren själv, som i den beskrivna situationen i knappast har några motiv för att vilja få en omprövning till stånd, kan en kommun eller en länsstyrelse som berörs av nätkoncessionen ansöka hos Ei om att en nätkoncession ska omprövas. Ei får också på eget initiativ inleda en omprövning.

Suboptimal nätplanering

Historiskt har Svenska kraftnät i situationer, där en omstrukturering av distributionssystemet varit nödvändig för att kunna utveckla överföringssystemet på ett optimalt sätt, nått långt med frivilliga affärsöverenskommelser. Dessa har dock nästan alltid grundat sig på att systemansvariga för distributionssystem har investerat i nät och därigenom fått en ökad kapitalbas (och därmed rätt att ta ut större intäkter enligt intäktsramsregleringen). I dag finns dock exempel inom det strategiska nätutvecklingsarbetet att regionala samplanerade långtidsplaner inte innebär en ökad intäktsram hos de systemansvariga för distributionssystem per automatik. Därmed finns en risk för kompromisser i den tekniska utformningen av delsystemen för att de systemansvariga för distributionssystem ska kunna fatta ett affärsmässigt rationellt beslut.

Ett konkret exempel är när en eller ett fåtal nya ledningar i ett distributionssystem inte är långsiktigt lämpliga ur allmän synpunkt, eftersom de inte samoptimerats med överföringssystemet eller omgivande befintligt distributionssystem. Detta motverkar en helhet med minimerade fysiska intrång och effektiv systemdrift. Visserligen finns det en process för att säkerställa lämplighet ur allmän synpunkt vid beviljande av nätkoncession för en ny linje. Processen

innefattar långtgående krav på samråd mellan alla parter samt olika remissförfaranden för att säkerställa lämpligheten. Trots detta tenderar sådana ledningar att bli allt vanligare. Att bedöma och, om så är motiverat, avslå ansökningar om nätkoncession för linje för sådana ledningar kan mot denna bakgrund vara utmanande för nätmyndigheten. Risken är att detta leder till suboptimal nätutformning och i förlängningen samhällsekonomisk ineffektivitet. Å andra sidan har Ei:s möjligheter att ställa krav nyligen inskränkts, genom att kriterier för när en ledning ska anses vara lämplig från allmän synpunkt har förts in i 2 kap. 12 a § ellagen.

Ett annat exempel som relaterar till ovanstående problembild är när aktörer, som i grunden inte ägnar sig åt nätverksamhet, undviker att använda sig av tjänster från etablerade systemansvariga för distributionssystem och i stället söker koncession för att själva bli systemansvariga för distributionssystem på 70–130-kilovoltnivån. Konsekvensen av att dessa aktörer söker egna koncessioner riskerar att bli en suboptimal nätutbyggnad.

Ansvar för kapacitetsbrist

Kapacitetsbrist i elnäten är ett relativt nytt fenomen i Sverige. När de regelverk som reglerar nätföretagens ansvarsförhållanden ursprungligen togs fram i slutet av 1990-talet ansågs det inte finnas skäl att reglera denna situation. Ei presenterade år 2020 en rapport med en handlingsplan för att lösa kapacitetsutmaningen i elnäten (Kapacitetsrapporten[158]). Ei framhöll särskilt vikten av att tydliggöra nätkoncessionshavarens ansvar gentemot såväl befintliga som nya kunder. Alla nätkoncessionshavare har en generell skyldighet att på objektiva, icke-diskriminerande och i övrigt skäliga villkor ansluta en elektrisk anläggning.[159] Avsteg från skyldigheten får, som nämnts ovan, göras om det saknas ledig kapacitet och det inte finns förutsättningar att åtgärda kapacitetsbristen på ett sätt som är samhällsekonomiskt motiverat utan att förstärka ledningen eller ledningsnätet, eller om det finns andra särskilda skäl.[160] Vidare är det reglerat att anslutning i första hand ska ske till lokalnätet och inte till ett region- eller över-

[158] Ei R2020:06.
[159] 4 kap. 1 § första stycket ellagen.
[160] 4 kap. 2 § första stycket ellagen.

föringsnät.[161] Motsvarande princip tillämpas också av såväl Svenska kraftnät som Ei mellan region- och överföringsnät, dvs. anslutning ska i första hand ske till regionnätet. En systemansvarig som ska ansluta en anläggning ska genomföra anslutningen inom skälig tid från det att företaget har tagit emot en begäran om anslutning. Tiden får vara längre än två år endast om det är nödvändigt med hänsyn till anslutningens omfattning och tekniska utformning eller det finns andra särskilda skäl.[162] Skyldigheten att ansluta kunder och höja avtalad effekt i en anslutningspunkt hos en befintlig kund gäller oavsett vilken kundkategori kunden tillhör, dvs. oavsett om det är ett hushåll som vill ansluta sin nybyggda villa eller om det är ett regionnätsföretag som vill höja sitt effektabonnemang mot överföringsnätet. Det är enligt Ei:s tolkning rimligt att systemansvariga är ansvariga för att hantera överbelastningar i det egna nätet på ett effektivt sätt så att anslutningar inte nekas i onödan. Genom att de systemansvariga hanterar och bekostar sina egna överföringsbegränsningar säkerställs enligt Ei att berörda systemansvariga nås av effektiva ekonomiska signaler med förmåga att ge rätt incitament till bland annat nätutbyggnad.[163]

Anslutning vid kapacitetsbrist

Det saknas i dag regler om samordning mellan systemansvariga av inkomna begäranden om anslutningar samt en tydlig ansvarsfördelning för att åtgärda kapacitetsbristen. En kapacitetsbrist i ett lokalnät kan exempelvis bero på att det regionnätsföretag man är ansluten till inte kan öka sitt abonnemang mot överföringsnätet p.g.a. begränsningar i det sistnämnda nätet. Denna ordning medför att det i praktiken är lokalnätsföretaget som vid en tvist ska föra kundens talan mot regionnätsföretaget, som i sin tur ansöker om en utökad anslutning hos Svenska kraftnät som ansvarar för överföringsnätet om kapacitetsbristen finns där. Ett problem i sammanhanget är att det saknas en tydlig definition av när kapacitetsbrist faktiskt föreligger, till exempel hur det ska bedömas om en kund med ett projekt i ett tidigt stadium vill ha en anslutning på 2 000 MW och önskemålet inte kan tillmötesgås omedelbart.

[161] 4 kap. 3 § ellagen.
[162] 4 kap. 5 § ellagen.
[163] Energimarknadsinspektionen, *Villkorade avtal*, Ei R2023:08, s. 40.

I det fall en systemansvarig inte kan bygga ut nätet för att öka kapaciteten återstår alternativet att fördela den befintliga kapaciteten på nuvarande och eventuellt nya anslutningar. I dessa fall är det abonnemanget från överliggande nät som dimensionerar hur stort uttag som kan göras snarare än nätkapaciteten. Eftersom Sverige har tre nätnivåer kan man, på ett principiellt plan, konstatera att Svenska kraftnät är den kapacitetstilldelande parten i systemet. Den kapacitet som tillhandahålls från överföringsnätet fördelas vidare ner i systemet genom en abonnemangsstruktur där underliggande nät tillgodoser efterfrågan från kunder samt planerar och bygger sina respektive nät i enlighet med detta. På samma vis som kapacitet fördelas, från överföringsnätet och nedåt, tenderar begränsningar för samma kapacitet att sprida sig likartat. När en systemansvarig efterfrågar mer kapacitet från överföringsnätet, antingen direkt eller indirekt, och detta inte medges p.g.a. en begränsning på överföringsnätet finns det en överhängande risk att ett flertal systemansvariga, i nedåtgående led drabbas genom nekade abonnemangshöjningar. Dessa underliggande systemansvarigas möjligheter att påverka sin situation är då begränsade, primärt för att de inte har möjligheten att bygga ut sina egna nät för att tillgodose efterfrågan på kapacitet, samt att alternativen till nätutbyggnad är få. Flexibilitetsåtgärder, nätavgifter, samplanering och andra åtgärder som inte kräver nätutbyggnad kan dock ha en viss betydelse.

Ellagen anger att avsteg från anslutningsskyldigheten får göras vid kapacitetsbrist och om det inte finns förutsättningar för att åtgärda denna på ett sätt som är samhällsekonomiskt motiverat utan nätförstärkningar. Det är först vid kapacitetsbrist i eget nät, där nätförstärkning skulle vara ett alternativ, som den systemansvarige är skyldig att se över alternativ för att avhjälpa denna brist. Åtgärderna som förarbetena[164] nämner är i huvudsak flexibilitetstjänster. Ansvaret för att anskaffa dessa alternativ åligger således den systemansvarig som har kapacitetsbristen i sitt eget nät, och därmed har rådigheten att förstärka eller bygga ut sitt nät för att avhjälpa denna brist, åtminstone som ett alternativ.

Vattenfall Eldistribution[165] har framfört att om samma ansvar skulle läggas på underliggande systemansvariga har dessa samma ansvar, eller till och med ett mer omfattande ansvar, för att avhjälpa en sådan

[164] Prop. 2021/22:153 s. 153–154.
[165] Skrivelse från Vattenfall Eldistribution den 20 december 2024.

brist än den systemansvarige som faktiskt har kapacitetsbristen i sitt eget nät. De underliggande systemansvariga har dock sämre förutsättningar för att avhjälpa bristen, eftersom de har färre alternativ att tillgå. Om en abonnemangsbegränsning p.g.a. kapacitetsbrist i överliggande nät fordrar samma ansvar för avhjälpande, har den systemansvarige ingen legal möjlighet att neka kunder, med mindre än att alternativet flexibilitetstjänster inte är samhällsekonomiskt motiverat. Vidare innebär det att om en systemansvarig, som är underliggande till ett nät med kapacitetsbegränsning, ska anskaffa flexibilitetstjänster marknadsmässigt för att inte överskrida sitt abonnemang mot överliggande nät (”abonnemangsoptimering”), i en sådan situation riskerar att förstärka två problem; det första är att man ökar risken för suboptimering i systemet, och det andra att man begränsar incitamenten för de ansvariga för överliggande nät att genomföra nödvändiga investeringar i sina nät.

Abonnemangsoptimering

Vattenfall Eldistribution[166] ser framför allt två problem med abonnemangsoptimering. Det första är att om systemansvariga anskaffar flexibilitetstjänster för att abonnemangsoptimera är det inte osannolikt, beroende på hur högt upp i systemet som kapacitetsbegränsningen finns, att fler systemansvariga, både vertikalt och horisontellt, måste vidta liknande åtgärder med anledning av samma begränsning. Mot bakgrund av nätstrukturen och antalet systemansvariga i Sverige är risken överhängande att flertalet underliggande systemansvariga tar på sig kostnader, såväl rörliga för tjänsterna som fasta för förmågan och system, för att avhjälpa dessa symptom som uppstår med anledning av själva begränsningen, men löser inte upp begränsningen som sådan.

Det andra problemet är att den systemansvarige, som innehar kapacitetsbegränsningen i sitt nät, riskerar att inte få tillräckliga incitament från underliggande nät om betydelsen av att genomföra nödvändiga förstärkningar i sitt nät i enlighet med den faktiska efterfrågan. Det finns därmed påtagliga risker i att ett sådant tillvägagångssätt, där man behandlar symptomen i systemet nerifrån

[166] Skrivelse från Vattenfall Eldistribution den 20 december 2024.

och upp, och inte själva begränsningen, leder till märkbar suboptimering i systemet.

I Framework guidelines on demand response (Acer, den 20 december 2022), framgår det i artikel 87 att när en systemansvarig står inför en fysisk begränsning ska den systemansvarige, alltid välja den mest kostnadseffektiva lösningen eller kombination av lösningar av de olika alternativ som står till buds. Det kan vara lösningar som till exempel trängselhantering (congestion management), nätutbyggnad, villkorade avtal eller översyn av elområden.

Vattenfall Eldistribution anser att principen kring hantering av kapacitetsbegränsningar bör följa principen avseende tilldelad kapacitet, nämligen att hanteringen ska ske uppifrån och ner. Begränsningen ska avhjälpas av den systemansvarig som har begränsningen och det bör göras tydligt att denna har skyldigheten, dels att avhjälpa själva begränsningen, dels att avhjälpa den på det mest kostnadseffektiva och ändamålsenliga sättet. Om en systemansvarig abonnemangsoptimerar, tar denna upp kostnader som drabbar det egna kundkollektivet trots att kapacitetsbegränsningen finns hos en annan systemansvarig. Kostnaden allokeras således till fel kundkollektiv. Ju fler nätägare som agerar på detta vis, desto mer drivs kostnaderna i systemet upp. Nyttan i dessa fall består i att hålla sig inom sina respektive abonnemang, snarare än att åtgärda kapacitetsbegränsningen som orsakat de underliggande abonnemangsbegränsningarna. Dessa underliggande kundkollektiv bör enligt Vattenfall Eldistribution inte belastas med sådana kostnader, utan ansvaret för åtgärd såväl som för kostnaderna kopplat till dessa åtgärder borde ligga på den systemansvarig som har den faktiska begränsningen.

Vattenfall Eldistribution anser att flexibilitetstjänster skulle kunna fylla en funktion för abonnemangsoptimering. Det behöver dock göras kostnadseffektivt med hänsyn till rimliga kostnader för kundkollektivet. Om en systemansvarig anskaffar tjänster för att abonnemangsoptimera, kan rimliga kostnader antas motsvara kostnader för den mest kostnadseffektiva lösningen eller abonnemangskostnaden mot överliggande nät.

Det som enligt Vattenfall Eldistribution skulle behöva tydliggöras gäller ansvar och roller vid kapacitetsbrist i eget respektive kapacitetsbrist i annans nät, alltså abonnemangsbegränsningar. Det behöver vara tydligt att det är den som har kapacitetsbristen i sitt nät som också har både skyldigheter och mandat att säkerställa att den mest

kostnadseffektiva och ändamålsenliga lösningen vidtas. Vattenfall Eldistribution ser en stor potential i att optimera systemet från högsta nätnivå och nedåt, och samtidigt en fara för suboptimering om man bara fokuserar på abonnemangsoptimering. Vattenfall Eldistribution vill därför att det framgår av ellagen att ansvaret ligger på den systemansvarig som har den fysiska begränsningen.

Även Energiföretagen Sverige[167] anser att ansvaret för kapacitetsbrist närmare bör lagregleras. Ansvaret bör enligt Energiföretagen Sverige inte ligga där kapacitetsbristen uppstår, utan hos den systemansvarige som har begränsningen i sitt nät. Risken är annars att det skulle kunna tolkas som att det alltid blir den systemansvarige som först märker av problemet som riskerar att bli ensamt ansvarig. Kostnadsansvaret för åtgärderna bör ligga hos den som har begränsningen i sitt nät. Underliggande systemansvariga måste sedan betala för det utökade abonnemanget.

Villkorade avtal

Ett sätt att åtminstone kortsiktigt möta ett problem med kapacitetsbrist är att nyttja befintligt nät bättre genom att tillämpa så kallade villkorade avtal. Ett villkorat avtal omfattar villkor om att nätföretaget under vissa förutsättningar får begränsa kundens uttag eller inmatning ytterligare, utöver den effektnivå som avtalet huvudsakligen avser. Förutsättningarna för hur villkorade avtal kan tillämpas finns i artikel 6a i elmarknadsdirektivet.

Kapacitetsrapporten låg till grund för riksdagens beslut om ändringar i ellagen som trädde i kraft den 1 juli 2022[168]. Bland annat infördes en ny bestämmelse i ellagen vars syfte var att tydliggöra under vilka förutsättningar en nätkoncessionshavare får neka anslutning när någon begär det. Bestämmelsen innebär att nätkoncessionshavaren får neka anslutning med hänvisning till att det saknas ledig kapacitet endast om det inte finns förutsättningar att åtgärda kapacitetsbristen på ett sätt som är samhällsekonomiskt motiverat utan att förstärka ledningen eller ledningsnätet. En sådan bedömning av vad

[167] Skrivelse från Energiföretagen Sverige den 30 januari 2025.
[168] Prop. 2021/22:153, bet. 2021/22:NU21, rskr. 2021/22:309.

som är samhällsekonomiskt motiverat är dock förenad med svårigheter.[169]

Tidigare stod det i lagtexten bara ”särskilda skäl” vilket i praktiken betydde kapacitetsbrist i betydelsen att befintligt nät var fullt utnyttjat. Den nya bestämmelsen öppnar upp för att nätföretaget kan behöva vidta andra åtgärder innan man nekar anslutning. Bestämmelsen är relativt ny och det saknas praxis. I Kapacitetsrapporten konstateras dock att regelverket inte är tydligt när det gäller hur nätkoncessionshavaren ska beräkna ledig kapacitet. Även vad som kan anses vara ”samhällsekonomiskt motiverade åtgärder” kan vara föremål för olika tolkningar. Det lär dröja länge innan det finns en utvecklad praxis. Mot denna bakgrund bedömer utredningen att det, trots den ändrade bestämmelsen, fortfarande råder vissa oklarheter när gäller nätkoncessionshavares rätt att neka anslutningar till nya kunder och utökning av abonnemang till befintliga kunder. Se avsnitt 6.3.3 angående utredningens bedömning av vad som är samhällsekonomiskt motiverade åtgärder.

Ansvar gentemot befintliga kunder

Ei tog i Kapacitetsrapporten även upp frågan om nätkoncessionshavarens ansvar för att leverera el till sina befintliga kunder. Enligt Ei finns det inget i nuvarande lagstiftning som ger nätkoncessionshavare rätt att ensidigt sänka den avtalade effekten med hänvisning till kapacitetsbrist eller till att den lokala kapacitetssituationen har försämrats.

Energiföretagen Sverige har till utredningen[170] pekat på att nätkoncessionshavaren inte kan förväntas ta ansvar för händelser utanför sin egen kontroll. Ett exempel är när en betydande elproduktionsanläggning lägger ner, eller kraftigt minskar sin produktion, och abonnemanget gentemot överliggande nät inte kan ökas p.g.a. begränsningar i överliggande nät. Enligt Energiföretagen Sverige är det då inte rimligt att den systemansvarige för distributionssystem (nät-

[169] Svenska kraftnäts bedömning är att det är i stort sett ogörligt att genomföra den typen av samhällsekonomiska analyser eftersom det innefattar att bedöma om det samhällsekonomiska värdet av den verksamhet som ska anslutas till nätet. Detta gäller i vart fall så länge man tänker sig att kostnaden på något sätt ska socialiseras. Om kostnaden bärs av anslutande part kan en presumtion vara att om anslutande part är villig att betala för åtgärden är den också att anse som samhällsekonomiskt lönsam.

[170] Energiföretagen Sverige. Ansvar vid kapacitetsbrist. Promemoria till Elmarknadsutredningen 2024.

koncessionshavaren) är ansvarig för kapacitetsbristen och därför ska lösa problemet.

En situation då en systemansvarig för distributionssystem enligt Energiföretagen Sverige har en del i ansvaret, men inte det fulla ansvaret, är när en betydande produktionsanläggning, till exempel en stor kraftvärmeanläggning, permanent lägger ner sin verksamhet. Om det i en sådan situation framkommer att kapacitetsbrist föreligger i det överliggande nätet, och en normal åtgärd som ökat abonnemang mot överliggande nät inte är möjlig, anser Energiföretagen att det överliggande nätet också har ett ansvar.

Beredskapsskäl kan enligt Energiföretagen Sverige också utgöra motiv för att införa särskilda bestämmelser som gör det möjligt att mot ersättning hindra, begränsa eller fördröja nedläggning av en större produktionsanläggning eller förbrukningsanläggning om nedläggningen leder till icke hanterbara kapacitetsproblem. Här bör enligt Energiföretagen Sverige ett förtydligande ske av Svenska kraftnäts ansvar, medan Svenska kraftnät anser att ett förtydligande behövs av ansvaret hos de systemansvariga för distributionssystem.

Sammanfattningsvis finns det flera exempel kring kapacitetsproblem som knyter an till frågan om ansvaret för en systemansvarig. De angivna exemplen förstärker utredningens övertygelse om att det behövs en tydligare ansvarsfördelning och ett mer långtgående gemensamt planeringsansvar.

Samordning av nya anslutningar

En aspekt som hänger samman med arbetet med nätutveckling är just möjligheten att kunna samordna anslutningen av nya produktionsanläggningar, energilagringsanläggningar och anläggningar för användning av el, åtminstone när det gäller större anläggningar. En formaliserad samordning av anslutningar saknas i dag i Sverige, men finns i andra länder, bland annat Storbritannien. Argumenten för en sådan samordning är att den effektiviserar nätutbyggnaden genom att skapa bättre planeringsförutsättningar avseende prioritet, spänningsnivå och placering av ledningarna. Dessutom behöver inte den anslutande kunden vända sig till flera systemansvariga på olika nätnivåer eller på olika platser för att vara säker på att få ansluta sin an-

läggning inom en rimlig tid. Detta sparar tid och förenklar anslutningsprocessen hos såväl kunderna som de berörda systemansvariga.

Ett ökat krav på samordning har nyligen införts[171] genom artiklarna 50.4a och 57.3 i den omarbetade elmarknadsförordningen:

> Systemansvariga för överföringssystem ska på ett transparent sätt offentliggöra tydlig information om tillgänglig kapacitet för nya anslutningar inom sina verksamhetsområden med hög rumslig detaljnivå, med respekt för allmän säkerhet och datasekretess, inbegripet den kapacitet som är föremål för begäran om anslutning och möjligheten till flexibel anslutning i överbelastade områden. Offentliggörandet ska omfatta information om kriterierna för beräkning av tillgänglig kapacitet för nya anslutningar. Systemansvariga för överföringssystem ska uppdatera denna information regelbundet, åtminstone en gång i månaden. Systemansvariga för överföringssystem ska på ett transparent sätt tillhandahålla tydlig information till systemanvändarna om statusen för och behandlingen av deras begäran om anslutning, inbegripet, i förekommande fall, information rörande avtal om flexibel anslutning. De ska tillhandahålla sådan information inom tre månader från inlämnandet av begäran. Om begäran om anslutning varken beviljas eller får permanent avslag ska systemansvariga för överföringssystem uppdatera denna information regelbundet, åtminstone en gång i kvartalet.
>
> [– – –]
>
> Systemansvariga för distributionssystem och systemansvariga för överföringssystem ska samarbeta med varandra för att, på ett konsekvent sätt, offentliggöra konsekvent information om tillgänglig kapacitet för nya anslutningar inom sina respektive verksamhetsområden med en detaljnivå som är tillräcklig för utvecklare av nya energiprojekt och andra potentiella nätanvändare.

I huvudsak motsvarande krav för systemansvariga för distributionssystem finns i artikel 31.3 i det omarbetade elmarknadsdirektivet[172]. Mot bakgrund av de nya reglerna har ett förslag på kapacitetskartor i januari 2025 presenterats av Utredningen om elektrifierade transporter.[173]

---

[171] Europaparlamentets och rådets förordning (EU) 2024/1747 av den 13 juni 2024 om ändring av förordningarna (EU) 2019/942 och (EU) 2019/943 vad gäller förbättring av utformningen av unionens elmarknad.
[172] Europaparlamentets och rådets direktiv (EU) 2024/1711 av den 13 juni 2024 om ändring av direktiven (EU) 2018/2001 och (EU) 2019/944 vad gäller förbättring av utformningen av unionens elmarknad.
[173] *Mot en effektiv elektrifiering av transportsystemet* (SOU 2024:97) s. 307–326.

Regionala initiativ

Utredningen vill i sammanhanget lyfta några lokala och regionala initiativ för att på olika sätt lösa problem med kapacitetsbrist.

Luleå

I Luleå används en samverkansmodell kallad Luleåmodellen[174]. Luleåmodellen startade som ett initiativ för att optimera elnätsutbyggnaden i Luleå med det grundläggandet syftet att kunna ställa om till ett fossilfritt samhälle som kan trygga Sveriges konkurrenskraft och tillväxt.

Luleåmodellen bygger på gemensamma samtal mellan energibolag, myndigheter, kommun och industrier.[175] I samtalen framkom att det i Luleå fanns prognostiserade bokningar av effekt som var kraftigt överskattade, något som snarare riskerade att stoppa upp industriomställningen i norr. Om industrins effektbokningar är osäkra är det omöjligt att bygga ut elnätet på ett optimerat och effektivt sätt, särskilt inte så snabbt som omställningen kräver.

Med tydliga spelregler kring exempelvis konkurrenslagstiftning kunde parterna åstadkomma en öppenhet och tillit där det gick att välja att vara transparanta och dela med sig. Tillsammans inventerade man industrins framtida elbehov och lyckades gå från grova prognoser långt fram i tiden, till mycket mer träffsäkra värden. Redan vid de första samtalen lyckades man frigöra 1 000 MW i bokningar på elnätet, motsvararande den årliga produktionen i en svensk kärnreaktor. Det är ett konkret resultat som i nästa steg möjliggör den elnätsutbyggnad som omställningen kräver. Luleåmodellen har gett parterna förmågan att lösa komplexa och stora utmaningar på kort tid. Framgången ligger inte minst i en genuin vilja att samarbeta. Fyra framgångsfaktorer lyfts särskilt fram:

1. Samla aktörerna inom en region för att lösa gemensamma frågor i omställningen. Ett regionalt verksamt energibolag har goda förutsättningar för att göra detta.

[174] Luleå Energi, *Luleåmodellen*. Hämtat den 20 mars 2025 från: https://www.luleaenergi.se/hallbarhet/luleamodellen/.
[175] De som ingår i Luleåmodellen är Fertiberia, LKAB, Luleå Energi, Luleå kommun, SSAB, Svenska kraftnät, Talga, Uniper Sverige och Vattenfall Eldistribution.

2. Utmana gamla arbetssätt genom ökat samarbete – för att på så sätt påskynda omställningen.
3. Se till att ses och arbeta ihop. Goda relationer är en förutsättning för att uppnå resultat – liksom att det finns en samsyn kring problemställning, avgränsningar och målbild.
4. Samtala om spelregler, exempelvis hur vi pratar om frågorna utanför rummet och hur frågar ska lyftas vidare. Detta skapar tillit, vilket är en grundförutsättning för att nå målet.

Västra Götaland

ACCEL[176] är en samverkansarena för att öka takten i utvecklingen av elnätet i Västra Götaland. Samverkansarenan drivs av Länsstyrelsen Västra Götaland, Västra Götalandsregionen och Svenska kraftnät. Målet är att tillsammans hitta lösningar och dela erfarenheter, med fokus på ökad elnätskapacitet för elektrifieringen av industrin och transportsektorn. Inom ACCEL analyseras de framtida behoven i Västra Götaland och dialog förs med myndigheter och andra aktörer på den svenska elmarknaden om hur utbyggnaden av elnät kan skyndas på.

Bakgrunden är att Västra Götaland står inför ett genomgripande skifte där industri- och transportsektorn ska ställa om till en fossilfri framtid. Elanvändningen i länet väntas fördubblas fram till 2030 och tredubblas till 2045. Elnäten behöver byggas ut och produktion av fossilfri el måste öka för att möta behoven.

I januari 2025 meddelande Svenska kraftnät att man, för att påskynda elektrifieringen i Västra Götaland, tillsammans med Vattenfall Eldistribution har beslutat att testa det nya konceptet *kapacitetsåtgärd*[177] för att möjliggöra tidigare anslutningar i regionen. Konceptet inleds med en leverantörsdialog.

Svenska kraftnät har flera pågående nätutbyggnadsprojekt i området, men det är en utmaning att tillmötesgå det kraftigt ökade

[176] Länsstyrelsen Västra Götaland, *ACCEL – Accelererad elnätsutveckling i Västra Götaland*. Hämtat den 20 mars 2025 från: https://www.lansstyrelsen.se/vastra-gotaland/miljo-och-vatten/energi--och-klimatomstallning/accel---accelererad-elnatsutveckling-i-vastra-gotaland.html.
[177] Svenska kraftnät 2025, *Nytt koncept prövas i Västra Götaland för att möjliggöra tidigare effekttilldelning*. Hämtat den 20 mars 2025 från: https://www.svk.se/press-och-nyheter/press/nytt-koncept-provas-i-vastra-gotaland-for-att-mojliggora-tidigare-effekttilldelning---3773793/.

effektbehovet i tid. För att inte bromsa elektrifieringen och anslutningen av ny produktion innan nätet är förstärkt, har Svenska kraftnät och Vattenfall Eldistribution utrett olika flexibla åtgärder för att kunna möjliggöra tidigare anslutningar och ökade effektuttag.

Kapacitetsåtgärden ska finansieras av anslutande part via anslutningsavgiften. Förhoppningen är att det inte är hela kostnaden eftersom resurserna kan vara aktiva på andra marknader och förväntas ha ett restvärde när nätåtgärden är på plats och avtalen upphör. Målsättningen är att en eller ett antal leverantörer med skalfördelar kan möjliggöra flera nya anslutningar i ett område.

Skåne

På initiativ av Region Skåne startade Skånes effektkommission[178] sitt arbete i februari 2021. Förutom Region Skåne ingår bland andra flera kommuner, privata energibolag, näringslivsrepresentanter och offentliga myndigheter. Ambitionen är att samla de aktörer som tillsammans kan skapa rätt förutsättningar för den elektrifiering som krävs för klimatet, hållbar tillväxt och elektrifiering.

I oktober 2023 lanserades Färdplan för Skånes elförsörjning 2030. Den övergripande målbilden är att Skånes självförsörjningsgrad av eleffekt ska öka ifrån dagens 15 procent till minst 50 procent fram till 2030. Färdplanen visar hur elsystemet ska framtidssäkras för att möjliggöra en grön tillväxt i hela Skåne. Sex fokusgrupper arbetar med att förverkliga Färdplanens ambitioner.

Genom effektkommissionen är Skåne bland annat på väg mot att införa en gemensam anslutningsportal. Skåne har 27 systemansvariga för distributionssystem och de flesta har i dag rätt olika anslutningsprocesser. Förväntningarna är att portalen kommer att bli ett stort lyft för alla – kunderna, de systemansvariga och samhället.[179]

[178] Region Skåne 2025, *Skånes effektkommission*. Hämtat den 20 mars 2025 från: https://utveckling.skane.se/regional-utveckling/verksamhetsomraden/energiforsorjning/skanes-effektkommission/.
[179] LinkedIn 2025, Inlägg av Anders Fredriksson Kleine. Hämtat den 20 mars 2025 från: https://www.linkedin.com/posts/activity-7293561992949198848-6zhV/?utm_source=share&utm_medium=member_desktop&rcm=ACoAAAAxk58Bd-m-QfpZ_dWFKN3lFvZvLFcr-II.

Långsiktig planering

Många av de ovan beskrivna problemen och otydligheterna i ansvarsfördelningen mellan systemansvarig för överföringssystem och systemansvariga för distributionssystem bottnar i att det maskade 70–130-kilovoltnätet ägs, drivs och utvecklas av andra aktörer än Svenska kraftnät (gäller även delar av 220-kilovoltnätet). Som framgått tidigare är detta maskade nät legalt sett inte en del av överföringssystemet.

Utformning och dimensionering av detta maskade nät kan i hög grad påverka överföringssystemets kapacitet och driftsäkerhet. Samtliga systemansvariga ska driva sin verksamhet på ett affärsmässigt sätt. Svenska kraftnät har genom sin instruktion därutöver ett fokus på samhällsekonomisk kostnadseffektivitet[180]. Därtill påverkas de systemansvariga för distributionssystem mer av intäktsramsregleringen än Svenska kraftnät som är bundet av sitt avkastningskrav. Sammantaget kan dessa faktorer påverka förutsättningarna för systemansvariga för distributionssystem och Svenska kraftnät att tillsammans planera och investera i nätlösningar som är samhällsekonomisk kostnadseffektiva i stort, men som enligt nuvarande elnätsreglering minskar intäktsramen för den systemansvarige för distributionssystem via minskad kapitalbas. Det finns dock även hos dessa aktörer ett samhällsengagemang och ett ansvarstagande mot kunderna. Detta har uttryckts från olika typer av systemansvariga såsom ekonomiska föreningar, kommunala, statliga och privata aktörer.

Det finns nyttor med att beakta ett långsiktigt planeringsansvar som är bredare än bara nätplanering, exempelvis systemplanering som omfattar:

- Elproduktion: Att beakta produktionsanläggningar är till stor utsträckning en del av ett normalt nätplaneringsansvar för en systemansvarig för överföringssystem[181] (och systemansvarig för distributionssystem).

[180] Se 3 § 1 förordningen med instruktion för Affärsverket svenska kraftnät.
[181] Svenska kraftnät är utifrån ett praktiskt planeringsperspektiv spontant positiva till ett vidare samordnande planeringsansvar avseende produktion. Vad ett vidare samordnande planeringsansvar avseende produktion i detalj skulle omfatta och hur det legalt skulle kunna implementeras behöver klargöras.

- Förbrukning: Även att beakta förbrukningsanläggningar är till stor utsträckning en del av ett normalt nätplaneringsansvar för en systemansvarig för överföringssystem (och systemansvarig för distributionssystem).
- Produktion och transport av vätgas: Svenska kraftnät ser ett behov av en samordnad planering mellan överföringssystem och vätgassystem.

Myndighetsutredningen

Regeringen beslutade den 30 maj 2023 att ge en utredare i uppdrag att se över myndigheternas uppgifter och ansvar inom energiområdet. En delrapport avseende Svenska kraftnät lämnades i november 2023 i form av Regeringskansliets promemoria *Översyn av myndigheters uppgifter och ansvar inom energiområdet – delrapport Svenska kraftnät* (KN2023/04160). Myndighetsutredningens förslag tas upp i den energipolitiska inriktningspropositionen under avsnittet *Utvecklad energiplanering*:

> Uppgifter och ansvar inom energiplanering och energisystemets utveckling behöver tydliggöras ytterligare. Utredningen om översyn av myndigheters uppgifter och ansvar inom energiområdet har i sin första delrapport (KN2023/04160) föreslagit att Svenska kraftnät ges ett bredare ansvar för att med utgångspunkt i ett elförsörjningsperspektiv samordna den långsiktiga planeringen av det nationella elsystemet och sammanlänkningen av detta med andra länder. Vidare föreslår utredningen att det vid Svenska kraftnät ska finnas ett samordningsorgan för elsystemets långsiktiga utveckling (Elförsörjningsrådet) där representanter för regionnätsföretagen och elproducenter samt Energimyndigheten och Energimarknadsinspektionen ingår. Dessa förslag bereds inom Regeringskansliet.[182]

De av myndighetsutredningens förslag som berör långsiktig planering är:

- Svenska kraftnät får, med utgångspunkt i ett elförsörjningsperspektiv, ansvar för att samordna den långsiktiga planeringen av det nationella elsystemet och sammanlänkningen av detta med andra länder.

[182] Prop. 2023/24:105 s. 30.

- Svenska kraftnäts samhällsbyggnadsansvar ska betonas i instruktionen, vilket innebär att Svenska kraftnät ska skapa förutsättningar för en samhällsekonomiskt effektiv, internationellt konkurrenskraftig och långsiktigt hållbar elförsörjning.
- Regeringen ger nya tydliga uppgifter till Svenska kraftnät om att vidta de samhällsekonomiskt motiverade åtgärder som står till buds för att dels optimera kapacitetsutnyttjandet i överföringsnätet, dels bidra till försörjningstrygghet för el. Det innebär att Svenska kraftnät ska använda de verktyg som finns att tillgå inom ramen för dess befogenheter för att hålla uppe kapaciteten i överföringsnätet, upphandla stödtjänster och avhjälpande åtgärder givet att det är samhällsekonomiskt motiverat.
- Till systemansvaret läggs uppgiften att analysera, bedöma och informera om var nya anslutningar av produktion av el bör ske för att uppnå en samhällsekonomiskt effektiv elförsörjning. Det handlar om rekommenderade anslutningspunkter både i befintliga nät och i planerade framtida nät. De samhällsekonomiska analyser som ligger till grund för utvecklingen av överföringsnätet ska ske på en systemnivå som utgår från effekterna för det nationella elsystemet respektive för sammanlänkningen med andra länder som en helhet, inte för enskilda ledningar och stationer – såvida inte dessa i sig själva utgör ett system.
- Svenska kraftnät bör ha ett mål för överföringskapaciteten i överföringsnätet. Svenska kraftnät får i uppdrag att ta fram förslag om etappvisa målnivåer med ett fastställt mål för 2030 och därefter inriktningsmål vart femte år fram till 2045. På så sätt finns en plan för ökningen av överföringskapaciteten mellan elområdena.
- Det införs ett rapporteringskrav i instruktionen som ställer krav på redovisning av utvecklingen av överföringskapaciteten och prognoser för densamma, hur mycket ny elproduktion respektive ny elförbrukning som anslutits samt hur ledtiderna för anläggningsprojekten utvecklas.
- Regeringen inrättar ett samordningsorgan vid Svenska kraftnät för elsystemets långsiktiga utveckling som benämns Elförsörjningsrådet. Rådet ska bistå Svenska kraftnät i samordningen av den långsiktiga planeringen, åtgärder för försörjningstrygghet och bedömningar av anslutningar av ny elproduktion. I rådet

bör ingå företrädare för regionnätsägarna, större elproducenter, Ei och Energimyndigheten.

- Styrelsen får nya preciserade uppgifter inom områden som är av särskild betydelse för de energipolitiska målen och Sveriges elförsörjning och där styrelsen bör ha en tydlig strategisk roll. Det gäller investeringsplaneringen och utvecklingen av ledtider för investeringarna, utvecklingen av överföringskapaciteten i överföringsnätet och leveranssäkerheten, att verksamheten motsvarar krav på beredskap och säkerhetsskydd samt att Svenska kraftnät har en hög intern effektivitet.

Synpunkter från Energiföretagen Sverige

Energiföretagen Sverige har, bland annat med referens till myndighetsutredningen, framfört[183] att Svenska kraftnäts roll bör tydliggöras på ett antal punkter:

- Energiföretagen ser ett behov av att förtydliga Svenska kraftnäts mandat och instruktion för att säkerställa att deras arbete med överföringsnätet inte enbart handlar om att optimera överföringen via marknadsfunktioner, utan också om att upprätthålla och förbättra den fysiska överföringsförmågan och spänningsreglerförmågan i nätet, vilket också ökar handelskapaciteten mellan elområden och bidrar till att spänningsnivåerna kan upprätthållas. Detta förtydligande skulle hjälpa Svenska kraftnät att bättre balansera arbetet mellan kortsiktig optimering och långsiktig nätutveckling, så att överföringssystemets kapacitet och stabilitet stärks över tid och möter samhällets behov.
- Det finns ett behov av att tydliggöra Svenska kraftnäts ansvar för att hantera de specifika utmaningar som elområden och leveranssäkerhetsmål ställer på dem. Enligt Energiföretagen har Svenska kraftnät lyckats leverera leveranssäkerheten på bekostnad av en marknadskostnad, genom att överföringsförmågan har reducerats för att upprätthålla driftsäkerheten. Svenska kraftnäts instruktion bör revideras för att bättre reflektera dessa krav och stödja en långsiktig hållbar utveckling av överföringsnätet.

[183] Skrivelse från Energiföretagen Sverige den 13 februari 2025.

- För att säkerställa långsiktig driftsäkerhet och tillräcklig överföringsförmåga i linje med samhällets växande behov bör Svenska kraftnät ha ett tydligt mandat att arbeta framåtblickande och planera för kommande utmaningar. Svenska kraftnät bör få ett förtydligat mandat som omfattar marknadsintegration, nätutveckling och riskhantering. Denna proaktiva strategi är också avgörande för att Svenska kraftnät ska kunna uppfylla sin roll i en marknadsmodell som baseras på mål för leveranssäkerhet och långsiktig stabilitet.
- Svenska kraftnäts instruktion bör uppdateras för att tydligt beskriva Svenska kraftnäts ansvar, mandat och avgränsning för att stödja utvecklingen av den europeiska elmarknaden, vilket skulle stärka deras mandat att arbeta för en elmarknad som är stabil, rättvis och hållbar för alla parter, särskilt med tanke på Sveriges geografiska position som ett nav i Norden.

Utredningen konstaterar avseende dessa förslag att om sådana förtydliganden avseende Svenska kraftnäts roll och mandat ska fastställas måste det övervägas i vilken form det ska ske. Utredningens förslag i övrigt syftar till att tydliggöra Svenska kraftnäts roll som systemansvarig för överföringssystem, medan myndighetsrollen tonas ned. Bland annat föreslår utredningen att rollen som systemansvarig myndighet upphör. Att, som Energiföretagen Sverige föreslår, tydliggöra Svenska kraftnäts roll genom instruktionen skulle däremot snarare verka för att stärka Svenska kraftnät i rollen som myndighet. Utredningen bedömer att detta riskerar att skapa nya svårigheter att särskilja Svenska kraftnäts roll som systemansvarig för överföringssystem från myndighetsrollen.

Utredningens bedömningar och överväganden

Utredningen har i tidigare avsnitt presenterat två förslag som bör främja den långsiktiga planeringen och ansvaret för kapacitetsbrist.

Det första förslaget är att lämplighetsprövningen i 2 kap. 16 § ellagen förtydligas och kopplas till de grundläggande ansvarsområdena för systemansvariga om den som söker nätkoncession ska bedriva nätverksamhet. Regeringen bemyndigas att ta fram föreskrifter på området, se avsnitt 5.4.4.

Det andra förslaget är att ellagen kompletteras med ett krav på ett formaliserat och kontinuerligt samarbete mellan systemansvariga för överföringssystem och systemansvariga för distributionssystem, se avsnitt 5.5.1.

En ökad förutsägbarhet av behovet av kapacitet bör underlätta planeringen av en utbyggnad av överföringsnätet och på så sätt lösa frågan om kapacitetsbrist i underliggande nät. Ett sätt vore en formaliserad samordning av anslutningar på nationell nivå. Utredningen bedömer dock att detta kommer att ta tid, eftersom frågan först måste utredas och därefter nödvändiga system utvecklas. Ett snabbare sätt är att studera och ta lärdom av de pågående lokala och regionala initiativen i till exempel Luleå, Västra Götaland och Skåne.

Svenskt Näringsliv har till utredningen framfört att i det nya föreslagna samordningsorganet vid Svenska kraftnät finns inte elanvändarna med. Det vore enligt Svenskt Näringsliv värdefullt att ha med någon representant för elintensiv industri. Ett annat inspel om inflytande har framförts från systemansvariga för distributionssystem avseende Systemforum, nämligen att det införs ett roterande ordförandeskap i forumet. Utredningen delar uppfattningen att arbetsformerna för forumet bör främja både delaktighet och engagemang.

Utredningen noterar de synpunkter på Svenska kraftnäts roll och mandat som framförts av Energiföretagen Sverige, men lämnar inga förslag i den delen.

Ansvar vid bristande kapacitet i överliggande nät

En kapacitetsbrist kan typiskt sett uppstå på två skilda sätt. Den första situationen, och den troligen absolut vanligaste, är att bristande kapacitet i överliggande nät hindrar expansion av befintliga anläggningar och anslutning av nya anläggningar. Den andra situationen är att om en större produktionsanläggning med kort varsel kopplas bort från elnätet kan det bli svårt för den systemansvarige att fullfölja sina skyldigheter gentemot befintliga uttagskunder som är anslutna till nätet. I princip gäller motsvarande även för inmatningskunder om en större förbrukningsanläggning kopplas bort.

Utredningens bedömning är att huvudprincipen bör vara att ansvaret för kapacitetsbrist ligger hos den systemansvarige som har

den fysiska begränsningen i sitt nät och inte hos den i vars nät kapacitetsbristen uppstår.

Det är dock i många fall mycket tidskrävande att åtgärda den fysiska begränsningen. En förstärkning av till exempel Svenska kraftnäts överföringsnät är ofta förenad med såväl höga kostnader som långa ledtider, bland annat beroende på tillståndsfrågor. Detta förhållande måste vägas mot dels kostnaden och tiden för att åtgärda bristen på distributionsnätsnivå, dels behovet av att snabbt kunna ansluta en anläggning. Ansvarsfrågan skulle i så fall handla om i vilken utsträckning det är den part som har den fysiska begränsningen – och därmed är ansvarig för kapacitetsbristen – som ska bära kostnaderna som är kopplade till att avlasta den begränsningen. Enligt 3 kap. 1 § ellagen har en systemansvarig ansvaret för drift, underhåll och utbyggnad av sitt elnät. Detta inkluderar att säkerställa att nätet kan uppfylla rimliga krav på överföring av el på lång sikt. När en ny anläggning ansluts till nätet, är den systemansvarige ansvarig för att bedöma och hantera eventuella överbelastningar som kan uppstå till följd av anslutningen. Detta innebär att kostnader för åtgärder för att avhjälpa överbelastningar är nära kopplade till beslutet att ansluta en ny anläggning.

Den som har en nätkoncession ska enligt 4 kap. 1 § på objektiva, icke-diskriminerande och i övrigt skäliga villkor ansluta en elektrisk anläggning till ledningen eller ledningsnätet, om innehavaren av den elektriska anläggningen begär att den ska anslutas. Enligt 4 kap. 2 § ellagen får avsteg från anslutningsskyldigheten i princip endast göras om det saknas ledig kapacitet och inte finns förutsättningar att åtgärda kapacitetsbristen på ett sätt som är samhällsekonomiskt motiverat utan att förstärka ledningen eller ledningsnätet. I dagsläget förutsätter en nyanslutning[184] ofta att den systemansvarige för överliggande nät medger ett ökat abonnemang om inte den systemansvarige som ska ansluta en anläggning har tillräcklig kapacitet. Om det finns en fysisk begränsning i överliggande nät kan inte ett ökat abonnemang medges.

Frågor om kapacitetsbrist bör enligt utredningen i stor utsträckning kunna hanteras genom ett förbättrat samarbete och en ökad koordinering mellan de berörda systemansvariga. Utredningen bedömer inte att en lagreglering avseende kapacitetsbrist vid nyanslut-

[184] Nyanslutning innefattar också höjning av avtalad effekt och återanslutning, enligt 4 kap. 15 § ellagen.

ning som innefattar ett tvistlösningsförfarande hos nätmyndigheten är effektiv. En sådan reglering medför flera frågor som behöver lösas:

- Att entydigt kunna identifiera den fysiska begränsningen och därmed vem som har ansvaret baserat på de överföringsmönster som kan förväntas uppstå under den relevanta tidsperioden, exempelvis tills en planerad förstärkning av ledningsnätet är på plats
- Att kunna bedöma vilken eller vilka åtgärder som är relevanta för att hantera förväntade överbelastningar
- Att kunna bedöma vad som är en skälig kostnad för åtgärden
- Att finna former för en effektiv tvistlösning.

En eventuell lagreglering bör enligt utredningen i stället utformas som en enklare reglering där det i ellagen fastslås att ansvaret för kapacitetsbrist ligger hos den systemansvarige som har den fysiska begränsningen i sitt nät, samt att med ansvaret avses det ekonomiska ansvaret för att åtgärda kapacitetsbristen. Ansvaret är därmed tydligt utpekat. Däremot följer med ansvaret varken en skyldighet att bekosta en åtgärd som någon annan har vidtagit på eget initiativ eller en möjlighet att beordra någon annan att vidta en viss åtgärd.

Ordningen kan schematiskt beskrivas enligt följande. En kund vill ansluta till ett distributionsnät. Om den systemansvarige för distributionsnätet nekar anslutning och hävdar kapacitetsbrist kan Ei enligt nuvarande ordning pröva frågan om anslutningsskyldighet. Ei ska då ta hänsyn till förutsättningarna för att åtgärda kapacitetsbristen på ett sätt som är samhällsekonomiskt motiverat utan att förstärka ledningen eller ledningsnätet.

Om den systemansvarige – antingen på eget initiativ eller genom beslut från Ei – bedömer att en kapacitetsbrist kan åtgärdas lokalt, även om den fysiska begränsningen finns i det överliggande nätet, bör enligt utredningens mening en dialog om åtgärden inledas mellan de berörda systemansvariga. Enligt nuvarande ordning ligger det ekonomiska ansvaret för åtgärden på systemansvarig för det överliggande nätet där den fysiska begränsningen finns, men först efter att denne har beviljat ett utökat abonnemang.

Om den systemansvarige för det överliggande nätet nekar en nyanslutning inom skälig tid kan det innebära en vägran att finansiera en åtgärd i det underliggande nätet, även om åtgärden skulle

kunna avhjälpa en fysisk begränsning i det överliggande nätet. En nekad anslutning kan prövas av Ei enligt 4 kap. 13 § ellagen, om den systemansvarige för det underliggande nätet begär det. Frågan ryms också inom Ei:s tillsynsansvar. Hos den systemansvarige för det nät som kunden vill ansluta till kvarstår då en kapacitetsbrist och den systemansvarige är därmed rimligen befriad från anslutningsskyldigheten om kapacitetsbristen inte kan åtgärdas på ett annat sätt som är samhällsekonomiskt motiverat. De alternativ som i så fall finns för att ändå genomföra en anslutning är att antingen kollektivisera kostnaden för åtgärden i den mån det är möjligt eller, om den anslutande kunden accepterar det, låta kunden själv bekosta åtgärden. Det senare måste i så fall avtalsmässigt tydligt separeras från den anslutningsavgift som Ei kan pröva.

I sammanhanget bör nämnas att kundspecifika delar av anslutningskostnaden alltid tas ut av kunden genom anslutningsavgiften. Kostnader för flexibilitetstjänster är dock ofta svåra att betrakta som kundspecifika och får då kollektiviseras (prop. 2021/22:153 s. 86).

Denna lösning innebär att den systemansvarige som har den fysiska begränsningen är ekonomiskt ansvarig, men har varken en skyldighet att bekosta en åtgärd som någon annan har vidtagit på eget initiativ eller en möjlighet att beordra någon annan att vidta en viss åtgärd. Den systemansvarige för det nät som kunden vill ansluta till får därmed anses vara befriad från anslutningsskyldigheten om den systemansvarige som har den fysiska begränsningen inte bekostar den nödvändiga åtgärden. Ei har ett tillsynsansvar för att respektive systemansvarig fullgör sina skyldigheter, men ingen uppgift att pröva tvister mellan de systemansvariga utöver vad som redan i dag ryms inom prövningen av tvister om anslutningsskyldighet och anslutningsvillkor.

Det här presenterade upplägget för en lagreglering av ansvarsfrågan behöver utredas ytterligare för att kunna ligga till grund för lagstiftning. Förutom att den grundläggande frågan om ansvaret ska framgå direkt av lagtexten måste bland annat följande utredas närmare:

- En tydlig definition av kapacitetsbrist
- Legal analys, bland annat om hur kostnader för anslutning ska betalas samt hur kostnaderna ska fördelas på nätavgifterna i de berörda näten

- Författningsförslag som tydligt pekar ut vem som har ansvaret samt en ordning för hur detta ska kunna granskas
- Konsekvensanalys av förslaget.

Utredningen bedömer mot denna bakgrund det inte som möjligt att nu lämna ett genomförbart författningsförslag om reglering av ansvarsfrågan vid kapacitetsbrist. Frågan är dock av stor principiell betydelse och det är därför angeläget att den skyndsamt kan utredas vidare. Utredningen föreslår därför att Ei får utreda frågan vidare i samråd med elnätsbranschen. Ett sådant utredningsuppdrag bör prioriteras framför de andra utredningsuppdrag som utredningen föreslår kopplade till systemansvar.

Ansvar för bristande kapacitet till följd av bortkoppling

Frågan om hur kapacitetsbrist för befintliga kunder till följd av bortkoppling av en större anläggning (typiskt sett en större elproduktionsanläggning) ska hanteras är komplicerad. För stora anläggningar är det ofta fråga om individuella omständigheter som behöver beaktas. Utredningens bedömning är att frågan om ansvar och lämpliga åtgärder för att åtgärda kapacitetsbrist gentemot befintliga kunder när en större anläggning kopplas bort bör utredas särskilt. I det arbetet bör särskilt beaktas möjligheter för den systemansvarige för överföringssystemet att kunna reglera produktion, samt hur frågan hänger samman med frågor om beredskap och hanteringen av systemkritiska tillstånd.

5.5.6 Förslag

Förslag: Ellagen kompletteras med ett krav på ett formaliserat och kontinuerligt samarbete mellan systemansvariga för överföringssystem och systemansvariga för distributionssystem.

Systemansvariga för distributionssystem med regionnät direkt anslutet till ett överföringsnät, ska ingå ett gemensamt avtal avseende driften av överföringsnätet och regionnätet med den systemansvarige för överföringssystemet, med syfte att säkerställa driftsäkerheten i överföringsnätet och de anslutna regionnäten.

Energimarknadsinspektionen ges i uppdrag att kartlägga frågor och oklarheter kopplade till subtransmission och beskriva problemen.

Energimarknadsinspektionen ges i uppdrag att skyndsamt och i samråd med elnätsbranschen närmare utreda utformningen av en eventuell lagreglering av ansvaret för att åtgärda bristande kapacitet i överliggande nät.

Bedömning: Det behövs ytterligare resurstillskott till Energimarknadsinspektionen för att säkerställa erforderliga resurser och relevant kompetens för att utöva tillsyn.

Förslaget från Svenska kraftnät om krav, metoder och villkor som följer av EU-rätten samt nationella bestämmelser bör analyseras närmare inom Regeringskansliet avseende såväl genomförbarhet som innehåll.

Frågan om ansvar och lämpliga åtgärder för att åtgärda kapacitetsbrist gentemot befintliga kunder när en större anläggning kopplas bort bör utredas särskilt.

Utredningen lämnar flera förslag som bidrar till att lösa de problem som har lyfts avseende ansvarsfördelningen mellan systemansvariga för överföringssystem och systemansvariga för distributionssystem.

Det första förslaget är att i svensk lagstiftning införa samma terminologi som i EU-rätten, se avsnitt 5.2.4.

Det andra förslaget är att enstaka koncessionerade ledningar med endast en ansluten kund för inmatning eller uttag undantas från den reglerade nätverksamheten om den anslutna kunden ingår i samma koncern som koncessionshavaren. Sådana ledningar bör regleringsmässigt i stället hanteras tillsammans med produktions- respektive förbrukningsanläggningen, se avsnitt 5.2.4. Innehavaren av den koncessionerade anslutningsledningen blir därmed inte systemansvarig för distributionssystem.

Det tredje förslaget är att lämplighetsprövningen i 2 kap. 16 § ellagen förtydligas och kopplas till de grundläggande ansvarsområdena för systemansvariga om den som söker nätkoncession ska bedriva nätverksamhet. Regeringen bör bemyndigas att ta fram föreskrifter på området, se avsnitt 5.2.4.

Samarbete

Utredningen har i sitt arbete funnit att det finns mycket som kan åstadkommas redan med befintligt regelverk. Det handlar om kunskap om vilket ansvar man har som systemansvarig och tillämpa det regelverk som redan gäller. Detta underlättas av det förtydligande av roller och ansvarsområden som utredningen föreslår. För regelefterlevnaden är även tillsynen viktig, såväl planlagd som indikationsstyrd. Ett särskilt behov av tillsyn kan förekomma när det är ett nytt regelverk som inte tidigare har prövats i tillsyn. En sådan tillsyn bör kunna fungera både som en kontroll och som ett stöd i läroprocessen.

Slutligen måste dialog och samarbete – både formaliserat och frivilligt – lyftas. Genom ett gott samarbete mellan jämbördiga parter bör många praktiska problem kunna lösas. Utredningen föreslår att ellagen kompletteras med ett krav på ett formaliserat och kontinuerligt samarbete mellan systemansvariga för överföringssystem och systemansvariga för distributionssystem, förslagsvis att systemansvariga för överföringssystem och systemansvariga för distributionssystem strukturerat och kontinuerligt ska samarbeta i syfte att säkerställa en säker drift, ett säkert och effektivt utbyte av information, samt en samordnad planering och utveckling av sina nät. De systemansvariga bör gemensamt ta fram och fastställa rutiner för samarbetet. Om de systemansvariga inte kan enas om att fastställa rutiner bör Ei kunna fastställa rutinerna. Utredningen bedömer att de systemansvariga behöver ett år för ta fram rutiner och kunna lämna in dessa till nätmyndigheten. Gemensamma överenskommelser genom avtal har fördelen gentemot normgivning att de kan ha en hög detaljeringsgrad och ändras snabbt vid behov. Med tanke på det obligatoriska lagområdet enligt 8 kap. 2 § regeringsformen riskerar annars många frågor, särskilt om ekonomiska förhållanden, att behöva regleras tämligen detaljerat på lagnivå.

Utredningen bedömer att det behövs ytterligare satsningar på Ei för att säkerställa erforderliga resurser och relevant kompetens för att utöva tillsyn. För regelefterlevnaden är tillsynen viktig, såväl planlagd som indikationsstyrd. Ett särskilt behov av tillsyn kan förekomma när det är ett nytt regelverk som inte tidigare har prövats i tillsyn. En sådan tillsyn bör kunna fungera både som en kontroll och som ett stöd i läroprocessen.

Förslaget från Svenska kraftnät om krav, metoder och villkor som följer av EU-rätten samt nationella bestämmelser bör utredas närmare avseende såväl genomförbarhet som innehåll. Svenska kraftnät har låtit utreda frågan närmare ur ett EU-rättsligt perspektiv. Samtidigt framgår det av Elmarknadsutredningens underlag att det finns oklarheter och skilda uppfattningar kring tolkningen av EU-rätten. Dessa oklarheter måste utredas först och därefter, om förslaget bedöms vara genomförbart, måste de materiella reglerna tas fram i samråd mellan berörda parter. Detta har tidsmässigt inte varit möjligt inom utredningens arbete. Eftersom Svenska kraftnät och Ei har intressen i frågan och dessutom skilda uppfattningar i frågan bedömer utredningen det som lämpligt att Svenska kraftnäts förslag analyseras närmare inom Regeringskansliet.

Utredningen bedömer att ett särskilt förfarande behövs för systemansvariga för distributionssystem med regionnät direkt anslutet till Svenska kraftnäts överföringsnät. Utredningen föreslår därför att ett krav införs på att ett gemensamt avtal avseende driften av överföringsnätet och regionnätet ska ingås mellan den systemansvarige för överföringssystemet och dessa systemansvariga för distributionssystem. Syfte med avtalet är att säkerställa driftsäkerheten i överföringsnätet och de anslutna regionnäten. De särskilda regler som Svenska kraftnät föreslår för systemansvariga för ett regionalt distributionssystem bör kunna regleras i dessa avtal. Utredningen bedömer att berörda systemansvariga för distributionssystem och systemansvariga för överföringssystem behöver ett år för ta fram ett gemensamt avtal som utredningen föreslår.

Driftsäkerhet

Om det visar sig att avtal inte förmår hantera de problem som beskrivits, bör lagstiftaren överväga att på regionnätsnivå ersätta ellagens funktionskrav med samma driftsäkerhetsprinciper som gäller för överföringssystem.

Subtransmission

Utredningen anser att Ei bör ges uppdrag att kartlägga frågor och oklarheter kopplade till subtransmission och beskriva problemen.

Ansvar vid bristande kapacitet i överliggande nät

Utredningen bedömning är att huvudprincipen bör vara att ansvaret för kapacitetsbrist ligger hos den systemansvarige som har begränsningen i sitt nät och inte där kapacitetsbristen uppstår. En lagreglering av ansvarsfrågan behöver dock utredas ytterligare för att kunna ligga till grund för lagstiftning. Frågan är dock av stor principiell betydelse och det är därför angeläget att den skyndsamt kan utredas vidare. Utredningen föreslår därför att Ei får utreda frågan vidare i samråd med elnätsbranschen. Ett sådant utredningsuppdrag bör prioriteras framför de andra utredningsuppdrag som utredningen föreslår kopplade till systemansvar.

Ansvar för bristande kapacitet till följd av bortkoppling

Frågan om hur kapacitetsbrist för befintliga kunder till följd av bortkoppling av en större anläggning ska hanteras är komplicerad. Utredningens bedömning är att frågan om ansvar och lämpliga åtgärder för att åtgärda kapacitetsbrist gentemot befintliga kunder när en större anläggning kopplas bort bör utredas särskilt. I det arbetet bör särskilt beaktas möjligheter för den systemansvarige för överföringssystemet att kunna reglera produktion, samt hur frågan hänger samman med frågor om beredskap och hanteringen av systemkritiska tillstånd.

6 Värdering av systemnyttor

Utredningen ska enligt direktivet utvärdera åtgärder som kan öka leveranssäkerheten, skapa långsiktiga planeringsförutsättningar och ge fossilfria kraftslag och flexibla resurser marknadsmässig ersättning för de nyttor som de bidrar med. Det här kapitlet innehåller analyser och bedömningar av hur de systemnyttor som elproducenter, flexibla elanvändare och ägare av energilager bidrar med till elsystemet kan värderas och ersättas. Fokus ligger på nyttor som är kopplade till frekvensreglering, resurstillräcklighet, kapacitetsbrist i elnätet, spänningsstabilitet, dödnätsstart och ö-drift. För att effektivt hantera och tillgodose dessa behov krävs en tydlig ansvarsstruktur för att säkerställa nödvändiga systemförmågor. En viktig aspekt är i vilken mån olika kraftslag bidrar med sådana förmågor, och vilken ekonomisk ersättning de bör få för detta. Det är därför avgörande att analysera och utveckla metoder för hur dessa förmågor ska dimensioneras, anskaffas och värderas så att de kan integreras och utnyttjas på ett tekniskt och ekonomiskt hållbart sätt.

Utredningen har inhämtat synpunkter från ett stort antal aktörer och kapitlet inleder med en beskrivning av ett antal principer som bör vara vägledande när det kommer till hur systemnyttor värderas (6.1). Sedan följer en översiktlig definition av begreppet trygg elförsörjning samt dess ingående delar (6.2). Avsnitt 6.3 innehåller en metodbeskrivning av vad som menas med en samhällsekonomiskt effektiv elförsörjning och hur den kan ge vägledning vid framtagandet av funktionskrav för en trygg elförsörjning. Därefter följer en redogörelse av de tillvägagångssätt som står till buds för att säkerställa att de förmågor som krävs för en trygg elförsörjning ska finnas på plats (6.4). Avsnitt 6.5–6.9 innehåller en genomgång av systemnyttor och bedömningar av hur elproduktion, energilager och flexibel elanvändning kan få marknadsmässig ersättning för de nyttor som de bidrar med samt förslag på utvecklingsområden.

6.1 Marknadsaktörernas förväntningar

En korrekt värdering av systemnyttor kan bidra till effektiva investeringar och användning av de förmågor som det framtida elsystemet behöver. Marknadsaktörerna har höga, om än skiftande, förväntningar på hur man kan värdera den systemnytta som elproduktion, energilager och efterfrågeflexibilitet kan bidra med på olika spänningsnivåer i elsystemet. Nedan sammanfattas några centrala aspekter av de förväntningar som framkommit under utredningens gång.

- Transparenta och effektiva prissignaler
  - Kostnadsriktighet: Aktörerna förväntar sig att systemnyttan ska värderas korrekt och återspegla de verkliga kostnaderna och nyttorna som uppstår på lokal, regional och nationell nivå.
  - Tydliga prissignaler: Det bör finnas incitament och prissättningar som gör det lönsamt att investera i och bidra med resurser och förmågor som stärker elsystemets driftsäkerhet, resurstillräcklighet och kostnadseffektivitet.
- Nyttor ska utgå från ett systemperspektiv och kan exempelvis bestå av:
  - Elmarknadsnytta p.g.a. ökad överföringskapacitet i elmarknaden.
  - Förbättrad driftsäkerhet och resurstillräcklighet i elsystemet.
  - Minskade nätförluster.
  - Minskat behov av nätinvesteringar om lokal/regional produktion, energilager och flexibilitet leder till ökat nätutnyttjande.
  - Geografisk och spänningsmässig differentiering av nytta: Lokala, regionala och nationella förutsättningar, som kapacitetsbrist i elnätet, ska beaktas så att resursernas värde i dessa sammanhang speglas korrekt.
- Tillgång till marknader
  - Teknikneutralitet: Alla typer av resurser (elproduktion, energilager, efterfrågeflexibilitet) förväntas ha möjlighet att konkurrera på lika villkor, baserat på den nytta de faktiskt tillför.

  - Deltagande på marknader: Trösklarna för att delta på marknader för exempelvis frekvensreglering, kapacitetsmekanism, flexibilitet och beredskapsåtgärder ska vara låga, så att aktörerna kan maximera värdet på en resurs genom att kombinera intäktsflöden från flera marknader.
  - Överföringskapacitet: Det är viktigt att säkerställa att överföringskapaciteten till elmarknaden maximeras, då detta är en central faktor för en effektivt fungerande marknad. En högre tillgänglig överföringskapacitet kan bidra till effektivare prisbildning, ökad konkurrens och en bättre resursanvändning i elsystemet, vilket skapar ett betydande samhällsekonomiskt värde. Dessutom förbättras möjligheterna till prissäkring, då en mer välfungerande marknad med högre likviditet och minskad volatilitet underlättar användningen av finansiella instrument för att hantera prisrisker.
- Dynamisk och framtidssäkrad värdering
  - Flexibilitetens roll: Efterfrågeflexibilitet, energilager samt planerbar och flexibel elproduktion förväntas få en korrekt värdering av den nytta som de bidrar med där ersättningsformerna kan utvecklas över tid när deras roll i elsystemet växer.
  - Långsiktighet: Marknadsmodeller och mekanismer för värdering bör om möjligt vara förutsägbara och långsiktiga för att minska riskerna för aktörer i samband med investeringsbeslutet.
- Rättsliga och institutionella förutsättningar
  - Effektiva regelverk: Aktörerna betonar vikten av tydliga marknadsregler och mekanismer som möjliggör en korrekt och transparent värdering av systemnyttor.
  - Samordning mellan spänningsnivåer: En tydlig koppling mellan lokal, regional och nationell systemnytta är avgörande för att undvika att nyttan underskattas eller dubbelräknas.
- Innovativa lösningar och tekniska framsteg
  - Digitaliserad och datadriven modellering: Aktörerna förväntar sig att nätföretagen använder moderna tekniker och metoder för att kvantifiera och värdera såväl behov som system-

nyttor som till att tillgängliga resurser används effektivt. Detta inkluderar användning av realtidsdata, kommunikationslösningar, modelleringsverktyg och automatiserade beslutsstöd.

– Främjande av innovation: Marknadsregler och mekanismer för värdering bör uppmuntra utveckling och implementering av nya teknologier som kan bidra till systemnytta.

I nästa avsnitt diskuteras vad som menas med en trygg elförsörjning och vilka parametrar som ingår.

6.2 Vad avses med en trygg elförsörjning?

Trygg elförsörjning är inte tydligt definierat i elmarknadsförordningen eller elmarknadsdirektivet och begreppet används inte på ett stringent sätt. I riskberedskapsförordningen[1] artikel 2.1 definieras trygg elförsörjning (*security of electricity supply*[2]) som ett elsystems förmåga att garantera elförsörjningen till förbrukare, med en tydligt angiven prestandanivå som fastställs av de berörda medlemsstaterna. Detta ska enligt skäl 2 i riskberedskapsförordningen i första hand säkerställas genom välfungerade marknader och system med lämplig sammanlänkning. Icke-marknadsbaserade åtgärder, i form av exempelvis tvångsmässig bortkoppling eller tillhandahållande av ytterligare leveranser utanför normala marknadsförhållanden, bör vidtas endast som en sista utväg, när alla möjligheter som erbjuds av marknaden har uttömts.

Den tämligen generella definitionen av trygg elförsörjning lämnar utrymme för medlemsstaterna att själva bestämma vilka parametrar som ska ingå i den. Utredningen tar sin utgångspunkt i det leveranssäkerhetsmål för elsystemet som antagits av riksdagen[3] och som inkluderar driftsäkerhet, resurstillräcklighet och nyanslutning till konkurrenskraftiga priser. Detta illustreras i figur 6.1.

[1] Europaparlamentets och rådets förordning (EU) 2019/941 av den 5 juni 2019 om riskberedskap inom elsektorn och om upphävande av direktiv 2005/89/EG.
[2] Leveranssäkerhet är en alternativ översättning från engelskan. I betänkandet används den term (försörjningstrygghet) som används i EU:s officiella översättningar.
[3] Prop. 2023/24:105.

Figur 6.1 En trygg elförsörjning bestäms av flera parametrar med inbördes beroenden

Trygg elförsörjning		
Driftsäkerhet	Tillräcklighet	Nyanslutning
Elsystemets förmåga att upprätthålla normaldrift under olika driftsituationer, samt återvända till normaldrift efter en oförutsedd händelse. Beredskap för att hantera kriser och motstå angrepp.	En bedömning av om produktion, flexibel elanvändning, energilager och import i ett elområde är tillräckliga för att balansera efterfrågan på el. 10-årig resurstillräcklighets-bedömning.	Elsystemets förmåga att inom rimlig tid tillgodose tillkommande behov av nätanslutning. 10-årig nätutvecklingsplan.

Källa: Elmarknadsutredningen.

Som framgår av figur 6.1 förutsätter en trygg elförsörjning en god driftsäkerhet och tillräckliga resurser på elmarknaden i såväl fredstid som vid beredskap i händelse av fredstida krissituationer och höjd beredskap. En trygg elförsörjning innefattar också, enligt utredningen, att elsystemet ska ha förmåga att inom rimlig tid tillgodose tillkommande behov av nätanslutning. Det finns flera beroenden mellan dessa delar. En alltför snabb nyanslutning av förbrukning till ett redan fullt nät kan få en negativ påverkan på primärt driftsäkerheten men också på resurstillräckligheten i elmarknaden, om inte investeringar i ny elproduktion och nätförstärkningar mellan elområden utvecklas i samma takt. Likaså kan högre säkerhetsmarginaler i överföringssystemet för att kunna upprätthålla normaldrift efter en oförutsedd händelse påverka resurstillräckligheten i elmarknaden p.g.a. minskade handelskapaciteter mellan elområden.

En systemansvarig för överföringssystem är, som tidigare nämnts, skyldig att göra analyser och bedömningar av driftsäkerhet och resurstillräcklighet på flera tidshorisonter, exempelvis i driftskedet, dagen före, en vecka före, säsongen före och upp till 10 år före driftskedet.

Det tioåriga perspektivet på nätutvecklingsplan och resurstillräcklighetsbedömningar är viktiga instrument för att kunna planera elsystemet och säkerställa de förmågor som krävs för att tillgodose det prognostiserade elbehovet i framtiden. Ansvaret för en systemansvarig för distributionssystem handlar bland annat om att ta fram en tioårig nätutvecklingsplan så att nätet på lång sikt kan uppfylla rimliga krav på transport av el. I avsnitt 6.3 beskrivs förutsättningarna för att uppnå en trygg elförsörjning till konkurrenskraftiga priser.

6.3 Samhällsekonomiskt effektiv elförsörjning

För att uppnå det av riksdagen antagna leveranssäkerhetsmålet[4], som inkluderar konkurrenskraftiga priser, krävs att elförsörjningen är samhällsekonomiskt effektiv. Med en samhällsekonomiskt effektiv elförsörjning avses att elsystemet, och dess olika delsystem, utformas och drivs på ett sätt som maximerar välståndet i samhället och minimerar de totala kostnaderna för producenter, elanvändare och samhället i stort. Detta inkluderar en balans mellan ekonomisk effektivitet, teknisk funktionalitet och miljöhänsyn. En samhällsekonomisk analys över kostnader och nyttor kan ge vägledning när kravspecifikationen för de olika delsystemens tekniska funktionalitet ska bestämmas (bygger vi delsystemen rätt?). Kravspecifikationen kan sedan ligga till grund för en bedömning av vilka förmågor som krävs och hur de kan kvantifieras.

Samhällsekonomisk effektivitet handlar övergripande om att samhällets begränsade resurser ska allokeras effektivt i ekonomin så att välståndet blir så stort som möjligt. Infrias detta har samhället bland annat uppnått allokeringsmässig effektivitet[5], vilket bör vara vägledande när Sverige tar fram en tydligt angiven prestandanivå för elförsörjningen enligt EU-rätten. Allokeringsmässig effektivitet innebär att kostnaden (resursåtgången) för att öka en given teknisk funktionalitet (exempelvis resurstillräcklighet, en av flera parametrar som bestämmer försörjningstryggheten) på marginalen inte får överstiga samhällets marginella betalningsvilja för ytterligare förbättrad resurstillräcklighet. Om elanvändarnas betalningsvilja för olika tekniska funktionaliteter samt kostnaderna associerade med att upp-

[4] Prop. 2023/24:105.
[5] Teknisk effektivitet ska också vara uppfyllt som i sin tur kan brytas ner i produktiv effektivitet och X-ineffektivitet.

fylla dessa är kända går det i teorin att härleda optimala funktionskrav för olika delsystem.

Även om Sveriges elförsörjning bedöms vara trygg innebär det inte att elsystemet nödvändigtvis levererar el 100 procent av tiden eftersom ansvariga aktörer gör en avvägning mellan kostnad och marginalnytta av ytterligare trygghet. Vad som anses vara en trygg elförsörjning, och nyttan av den i fredstid och i kris, kan dessutom variera mellan olika grupper i samhället – vilket i framtiden skulle kunna vara vägledande i krisartade situationer där el behöver ransoneras. Stärkt försörjningstrygghet innebär normalt ökade kostnader i investeringar, underhåll, reparationsberedskap och reserver. Det är kostnader som slutligen faller på elanvändarna eller skattebetalarna. Även om ansvariga aktörer redan i dag gör en avvägning kan regelverken behöva utvecklas för att ge ytterligare stöd och vägledning avseende riskvärdering samt dimensioneringsprinciper för olika systemdrifttillstånd, fredstida krissituationer, höjd beredskap och andra överväganden för en samhällsekonomiskt effektiv försörjningstrygghet.

I nuläget saknas en tydligt angiven och gemensam prestandanivå för elförsörjningen i Sverige. Det är enligt utredningens uppfattning inte heller alltid relevant att formulera en enda prestandanivå som är giltig för alla driftsituationer i fredstida normalläge, fredstida krissituationer och höjd beredskap. Försörjningstrygghet är ett mångfacetterat begrepp med flera beroenden och aktörer som i samverkan ansvarar för att den ska upprätthållas. Detta utvecklas mer i 6.3.1–6.3.3.

6.3.1 Resurstillräcklighet

Flera aktörer samverkar för att säkerställa transporten av el. Ur ett kundperspektiv är det i allmänhet ovidkommande exakt vad som orsakar ett elavbrott eller en utebliven leverans av el. För att klargöra ansvar och roller i elsystemet görs det inom EU-rätten dock en distinktion mellan *resurstillräcklighet* och *driftsäkerhet*.

Den konkurrensutsatta elmarknaden utgör för närvarande det primära systemet för att uppnå en ändamålsenlig nivå på resurstillräckligheten. Resurstillräcklighet uttrycker förutsättningarna för elmarknadens aktörer att säkerställa behovet av kapacitet i ett el-

område, dvs. i vilken mån tillgänglig produktion, flexibla elanvändare, energilager och import förväntas kunna balansera efterfrågan på elenergi inom ett elområde under årets alla timmar. Om detta misslyckas uppstår effektbrist, och systemansvarig för överföringssystemet kan som sista utväg behöva beordra fram ökad elproduktion eller koppla bort elanvändare i ett underskottsområde tills balansen återställs.

Det är enligt gällande regelverk den balansvariga parten som har det affärsmässiga och planeringsmässiga ansvaret för att det i realtid tillförs lika mycket el till elsystemet som dess kunder förbrukar. Balansansvaret är ekonomiskt och balansansvarig part kan fullgöra sitt åtagande genom egen produktion av el, reducerad elanvändning i relevanta uttagspunkter, bilateral handel direkt med en elproducent alternativt att lägga bud på dagen före-marknaden och intradagsmarknaden baserat på en prognos över förbrukning och produktion under dygnets alla timmar nästkommande dag. Det kan dock vara svårt för en balansvarig part att planera sig i perfekt balans och avvikelser beror på prognosfelets storlek. Vid obalanser kommer Svenska kraftnät att handla energi på balansmarknaden i driftskedet så att frekvensen upprätthålls. I efterhand får den som orsakat en obalans betala vad det kostar att återupprätta balansen. Om aktörens obalans är i rätt riktning och därmed ”hjälper” systemet uppstår en intäkt för den balansansvariga parten. Svenska kraftnät räknar i den så kallade balansavräkningen ut hur kostnader och intäkter ska fördelas mellan de balansansvariga parterna.

Effektbrist kan i driftskedet leda till en avkortningssituation[6] där Svenska kraftnät kopplar bort förbrukning för att upprätthålla balansen mellan inmatad och uttagen effekt. Vid dessa tillfällen kan kostnaden för obalanser bli mycket hög. För tillfället är det maximala priset för obalanser 10 000 euro/MWh och det pågår en harmonisering inom Europa där det maximala priset uppgår till 99 999 euro/MWh.

Målmodellen inom EU för att uppnå resurstillräcklighet till konkurrenskraftiga priser är en marknad baserad på energy-only-principen. Med energy-only avses en marknad där en kapacitetsleverantör får betalt för den elenergi som den levererar men inte för den kapacitet som den håller tillgänglig. En ansträngd effektsituation kommer att återspeglas i höga elpriser vilket ger incitament till marknadens

[6] En avkortningssituation är en åtgärd för att säkerställa systemets stabilitet när alla andra alternativ, som att utnyttja aktiva reserver eller efterfrågeflexibilitet, har uttömts.

aktörer att tillgängliggöra och bjuda in befintlig kapacitet till elmarknaden eller investera i ny kapacitet.

Om det förväntade antalet timmar med effektbrist bedöms bli för högt (dvs. resurstillräckligheten är för låg) i förhållande till en nationellt beslutad tillförlitlighetsnorm kan en medlemsstat ansöka hos EU-kommissionen om att få tillämpa en kapacitetsmekanism för att komplettera energy-only marknaden. En kapacitetsmekanism är en åtgärd som syftar till att nödvändig resurstillräcklighet uppnås genom ersättning till dem som håller resurser, till exempel i form av elproduktionskapacitet, tillgänglig. En sådan mekanism kan premiera investeringar i ny kapacitet med högt effektbidrag då kapacitetsleverantörer får ersättning för att tillgängliggöra kapacitet vid situationer med ansträngd effektbalans.

När medlemsstater tillämpar kapacitetsmekanismer ska de enligt EU-lagstiftningen ha beslutat om en tillförlitlighetsnorm. En sådan norm anger ett tydligt funktionskrav för resurstillräckligheten i elmarknaden och beräknas med hjälp av det uppskattade värdet av förlorad last och kostnaden för den kapacitet som behöver tillföras för att klara den högsta simulerade effektbristen. Enligt metoden balanseras nyttan av en ökad tillräcklighet i elmarknaden (värdet av förlorad last[7]) mot kostnaden för densamma (kostnaden för ny kapacitet), vilket enligt teorin leder till allokeringsmässig effektivitet.

Tillförlitlighetsnormen är ett funktionskrav som anger hur ofta en ofrivillig bortkoppling av elförbrukning anses vara acceptabel utifrån ett samhällsekonomiskt perspektiv. Regeringen har beslutat att tillförlitlighetsnormen[8] i Sverige ska vara en (1) timme per år[9], vilket är en högt ställd målsättning jämfört med andra länder i Europa[10]. Både värdet av förlorad last och kostnaden för ny kapacitet baseras på osäkra uppskattningar som påverkas av flera faktorer. Beräkningarna är beroende av vilken teknologi som ligger till grund för kostnadsbedömningen för ny kapacitet, vilket kan ge olika

[7] VOLL definieras i elmarknadsförordningen som en uppskattning av det högsta elpris som elanvändare är villiga att betala för att undvika elavbrott. I december 2023 fastställde Ei VOLL till 7 065 euro per megawattimme i 2023 års prisnivå (Energimarknadsinspektionen, R2024:09)
[8] Tillförlitlighetsnormen (i Sverige en timme per år) innebär att produktion och import av el ska kunna täcka hela den förväntade förbrukningen all tid på året utom under en timme i genomsnitt baserat på ett antal väderår och slumpmässiga avbrott på sammanlänkningar och bortfall av elproduktion.
[9] I2022/02083.
[10] Tillförlitlighetsnormen är dock generellt låg i Norden då det finns en särskild möjlighet för kostnadseffektiv efterfrågeflexibilitet genom att vi är ett kallt land där el i hög utsträckning används för uppvärmning.

resultat. Den nuvarande tillförlitlighetsnormen bygger på kostnaden för efterfrågeflexibilitet inom hushållsuppvärmning.

Metoden för att beräkna tillförlitlighetsnormen fokuserar på utbudssidan och mer specifikt på kostnaden för ny kapacitet för aktörer på den *konkurrensutsatta elmarknaden*. Den ger därmed inte de systemansvariga vägledning avseende vad som är en samhällsekonomiskt effektiv transportkapacitet på den *reglerade nätmarknaden* för att nätet på lång sikt ska tillgodose rimliga krav på transport av el. Nätutveckling sker enligt andra principer som delvis skiljer sig mellan spänningsnivåer.

I överföringssystemet erhåller Svenska kraftnät inkomster från överbelastning om elpriset avviker mellan elområden. Prisskillnader mellan elområden en given timme ger en grov indikation på det marginella värdet för samhället att öka exempelvis överföringskapaciteten mellan elområden. Mot bakgrund av detta kan Svenska kraftnät enligt artikel 19 i elmarknadsförordningen endast använda inkomster från överbelastning för att öka överföringskapaciteten, optimera nätet eller återföra dem till elmarknaden genom sänkta nätavgifter. Mekanismen syftar till att eliminera, eller åtminstone reducera, strukturella överbelastningar vilket har en utjämnade effekt på elpriset mellan elområden över tid. Utredningen betonar vikten av att Svenska kraftnät, inom ramen för driftplaneringen – inklusive avbrottsplanering vid underhåll – systematiskt värderar nyttan av stödtjänster och avhjälpande åtgärder som kan öka den tilldelade handelskapaciteten. Detta bör ske genom en analys av åtgärdernas påverkan på elmarknadsnyttan, för att säkerställa en effektiv resursanvändning och en välfungerande elmarknad. En sådan indirekt värderingsmetod ger en övre gräns för den betalningsvilja som Svenska kraftnät kan ha för åtgärden.

På lägre spänningsnivåer och för interna nätförstärkningar i överföringssystemet styrs nätinvesteringar och avhjälpande åtgärder av en annan logik. Här är de systemansvariga skyldiga att möjliggöra marknadsutfallet inom ramen för de befintliga nätkundernas nyttjandeavtal samt inom skälig tid ansluta nya nätkunder.

6.3.2 Driftsäkerhet

Förslag: Det nationella driftsäkerhetsmålet ska upphävas eftersom EU-rätten innehåller generella funktionskrav avseende driftsäkerheten i överföringssystemet.

Bedömning: Regeringen bör ge Svenska kraftnät i uppdrag att årligen redovisa driftsäkerhetsindikatorer med utgångspunkt från de krav som anges i artikel 15 i Kommissionens förordning (EU) 2017/1485 om fastställande av riktlinjer för driften av elöverföringssystem (SO GL) samt de samhällsekonomiska överväganden kring nyttor och kostnader som legat till grund för Svenska kraftnäts beslut om allokering av aktiva och reaktiva reserver till olika systemdrifttillstånd. Redovisningen bör också innehålla en beskrivning av hur besluten har påverkat volymen överföringskapacitet som har tilldelats elmarknaden.

Det bör utredas om funktionskraven ska harmoniseras inom det så kallade observerbarhetsområdet.

Regeringen bör uppdra åt Energimyndigheten att, inom ramen för sitt pågående uppdrag om planering för prioritering och ransonering av el, överväga att vidareutveckla ramverket för bortkoppling av elförbrukning (Styrel). Vid behov ska Energimyndigheten ta fram författningsförslag som ger de planeringsansvariga utökade mandat för att säkerställa att frånkopplingar genomförs på ett sätt som minimerar samhällets negativa konsekvenser. Energimyndigheten bör också genomföra en samlad utvärdering av hur Styrel och fördelningen av elberedskapsanslaget kan samordnas för att uppnå bästa möjliga effekt vid en elkris. En sådan analys bör beakta de krav inom EU-rätten som rör högprioriterade nätanvändare och deras särskilda villkor för frånkoppling, för att säkerställa att den nationella beredskapslagstiftningen och Styrelprocessen står i överensstämmelse med dessa krav.

Driftsäkerhet i elnätet avser systemets förmåga att transportera el på ett pålitligt och robust sätt, även under olika belastningar och störningar. En säker drift bygger på tydliga funktionskrav, specifika driftsäkerhetsgränser och principer samt ett strukturerat informationsutbyte och effektiv koordinering mellan systemansvariga. De ekonomiska konsekvenserna för samhället av ett elavbrott är

större ju högre spänningsnivå som felet inträffar på. Därför tillämpas mer rigorösa funktionskrav avseende driftsäkerhet på högre spänningsnivåer än på lägre. Detta avspeglas också i avbrottsstatistiken. I överföringssystemet har det endast skett två större elavbrott de senaste 40 åren (Energimarknadsinspektionen, R2020:06). Detta kan jämföras med elanvändare anslutna till lokalnätet som 2023 hade en avbrottstid på 63 minuter i genomsnitt, varav 9 minuter var orsakat i överliggande nät (primärt regionnät) (Energimarknadsinspektionen, R2024:13).

I överföringssystemet, som Svenska kraftnät ansvarar för, regleras funktionskraven främst av kommissionsförordningarna SO GL[11] och ER[12]. Dessa förordningar fastställer tydliga funktionskrav med specifika gränsvärden samt principer för att bedöma systemets drifttillstånd.

Systemets aktuella status avgörs av hur det förhåller sig till tekniska gränsvärden såsom spänning, frekvens och tillgång på reserver för att hantera oförutsedda händelser (N-1). Baserat på dessa faktorer klassificeras systemet i något av följande drifttillstånd: normaldrifttillstånd, skärpt drifttillstånd, nöddrifttillstånd eller återuppbyggnadstillstånd, vilka framgår av figur 6.2.

Figur 6.2 Systemdrifttillstånden

Källa: Svenska kraftnät.

[11] Kommissionens förordning (EU) 2017/1485 av den 2 augusti 2017 om fastställande av riktlinjer för driften av elöverföringssystem.
[12] Kommissionens förordning (EU) 2017/2196 av den 24 november 2017 om fastställande av nätföreskrifter för nödsituationer och återuppbyggnad avseende elektricitet.

N-1 är ett funktionskrav avseende hur robust driftsäkerheten i överföringssystemet ska vara avseende dess förmåga att hantera en oförutsedd felhändelse[13], såsom ett driftstopp av en produktionsanläggning, transformator eller en ledning. Detta inkluderar att säkerställa att det finns tillräcklig kapacitet och redundans i överföringssystemet så att driftsäkerhetsgränser avseende bland annat frekvens, spänning och termiska gränsvärden klaras vid en oförutsedd händelse. En åtgärd som aktiveras för att upprätthålla normaldrift vid en oförutsedd händelse (N-1) kan som regel inte aktiveras vid nöddrift och vice versa. Däremot kan åtgärder som aktiveras i ett normal- och nöddrifttillstånd vara med och bidra i ett återuppbyggnadstillstånd eller i fredstida krissituationer och höjd beredskap och vice versa.

N-1 är en dimensioneringsprincip som styr hur mycket åtgärder i form av avhjälpande åtgärder samt aktiva och reaktiva reserver som ska allokeras till normaldrift. Exceptionella händelser (N-2, N-3, etc.) kan därmed innebära att överföringssystemet hamnar i ett nöddrift- eller återuppbyggnadstillstånd. Åtgärder för att hantera nöddrift ska redovisas i en systemskyddsplan och åtgärder för att hantera återuppbyggnad ska redovisas i en återuppbyggnadsplan.

I nöddrifttillstånd har den systemansvariga för överföringssystemet en möjlighet att, som en sista utväg, tillämpa manuell och automatisk förbrukningsbortkoppling (MFK respektive AFK) för att återupprätta balans mellan inmatad och uttagen el i situationer med effektbrist (artikel 15 och 22 ER, jämför med 8 kap, 1–5 §§ ellagen). Energimyndigheten har enligt förordning (2011:931) om planering för prioritering av samhällsviktiga elanvändare ansvaret för att planera och ta fram underlag för att styra el till samhällsviktiga elanvändare i en situation där transport av el måste begränsas eller avbrytas enligt 8 kap. 5 § ellagen. Energimyndigheten har med stöd av denna förordning tillsammans med MSB och Svenska kraftnät utvecklat en metod, Styrel[14], för att se till att samhällsviktiga verksamheter har tillgång till den el de behöver vid en bristsituation.

Styrel är en systematisk planeringsmetod för att identifiera och prioritera samhällsviktiga elanvändare som ska kunna användas vid manuell förbrukningsfrånkoppling (MFK). Länsstyrelsen har en central del i att genomföra planeringen genom att inom sitt län samordna prioriteringen av samhällsviktiga elanvändare vid elbrist, i

[13] Utifrån en lista med möjliga felhändelser.
[14] Styrning av el till prioriterade elanvändare vid en bristsituation.

samarbete med kommuner, myndigheter, elnätsföretag och andra relevanta aktörer (de planeringsansvariga). De fastställer en prioriteringsordning baserad på kriterier såsom liv och hälsa, samhällsfunktioner och ekonomiska värden. Detta underlag överlämnas sedan till elnätsföretagen för att säkerställa att frånkopplingar genomförs på ett sätt som minimerar negativa konsekvenser för samhället. Även om elnätsföretagen är helt avgörande för att genomföra frånkopplingar är det inte tvingande för dem att delta enligt nuvarande förordning.

En återuppbyggnadsplan ska både innehålla en högnivåstrategi för förnyad spänningssättning som kräver hjälp från andra systemansvariga för överföringssystem och en lågnivåstrategi där en del av eller hela elsystemet hos en systemansvarig för överföringssystem kan spänningssättas på nytt utan hjälp från andra systemansvariga för överföringssystem. ER innehåller även krav på att högprioriterade betydande nätanvändare ska omfattas av särskilda villkor för frånkoppling. För att säkerställa en sammanhållen och effektiv hantering vore det logiskt och ändamålsenligt om dessa nätanvändare vore desamma som de som identifieras inom ramen för den nationella beredskapslagstiftningen och Styrel-processen. Ei anser dock att det i Sverige saknas tillräcklig samordning mellan elberedskapsregelverket och ER, trots att ER tydligt hänvisar till nationell lagstiftning. En stärkt samordning och harmoniering skulle kunna förbättra prioriteringen av samhällskritiska elanvändare vid elkriser och optimera användningen av elberedskapsanslaget.

Spänningssättning av överföringssystemet genom en lågnivåstrategi kan se olika ut beroende på vad för fel som inträffat och vilka förutsättningar som finns i elnätet. Sveriges lågnivåstrategi sker i enlighet med den strategi och rutiner som utarbetats inom det av Svenska kraftnät initierade arbetet Starta Sverige. Strategin bygger på en spänningssättning och återuppbyggnad av överföringsnätet och sedan en successiv spänningssättning och återinkoppling av övriga delar på lägre spänningsnivåer. Ett alternativt tillvägagångssätt, som kan användas om det är lämpligt baserat på elsystemets struktur och orsaken till nätsammanbrottet, är att gradvis öka spänningen i elsystemet från lägre till högre nivåer. Detta görs genom att etablera lokala och regionala ö-drifter för att säkerställa att alla komponenter fungerar korrekt innan systemet återställs till full kapacitet. Detta är dock inte ett vedertaget sätt att hantera det på

i Sverige, även om andra länder har det som strategi[15]. Lokal och regional ö-drift används enligt Svenska kraftnät i Sverige primärt för elberedskapsåtgärder, även om det inte går att utesluta vid en långsam återuppbyggnad av överföringssystemet.

Dimensioneringsprincipen N-1 utgör tillsammans med driftsäkerhetsgränser i SO GL och ER de funktionskrav som Svenska kraftnät ska förhålla sig till vid planering av sin verksamhet. Svenska kraftnät ska i tillägg till det, enligt 12 § förordningen (2023:241) om det nationella elsystemet, ta fram mål för driftsäkerhet som ska godkännas av regeringen. Nuvarande driftsäkerhetsmål togs fram 2009, och dess utformning påminner om de funktionskrav som anges i nu gällande kommissionsförordningarna SO GL och ER. Svenska kraftnät lämnade 2024 ett förslag på ett tredelat driftsäkerhetsmål i ett fredstida normalläge (Svenska kraftnät, 2024b). Delmålen formulerades som antal minuter utanför normaldrift per år enligt följande:

- Frekvensavvikelser: 1 000 minuter
- Effektflöden: 2 000 minuter
- it-system och kontrollrum: 3 000 minuter.

Förslaget till driftsäkerhetsmål bereds inom Regeringskansliet.

På ett principiellt plan går det enligt utredningen att ifrågasätta om det är ändamålsenligt att ha ett nationellt mål om driftsäkerhet för den systemansvariga för överföringssystemet med tanke på de funktionskrav som finns reglerade inom EU-rätten. Förslaget till driftsäkerhetsmål anger tämligen detaljerade prestationsmål avseende vilken driftsäkerhet Svenska kraftnät ska upprätthålla i ett fredstida normalläge, jämfört med funktionskraven i kommissionsförordningarna som är mer allmänt hållna till sin karaktär. En fördel med ett nationellt driftsäkerhetsmål är att det med en större detaljeringsgrad kan styra hur mycket överföringskapacitet och andra resurser Svenska kraftnät bör allokera för att upprätthålla systemdrifttillståndet normaldrift och en nationell reglering kan därmed komplettera EU-rätten. Samtidigt finns en risk för en överlappande reglering där risken för målkonflikter och suboptimering ökar ju fler prestationsmål

[15] En stor andel av elproduktionen i Sverige är ansluten till överföringsnätet. I länder med en stor andel decentraliserad elproduktion kan det vara motiverat med långsam uppbyggnad genom lokala eller regionala ö-drifter.

som åläggs Svenska kraftnät. Det finns också prestationsmål avseende hur mycket överföringskapacitet som har tilldelats elmarknaden.

Svenska kraftnät gjorde i samband med en tidigare översyn av driftsäkerhetsmålen i nationella bestämmelser en hemställan till regeringen om att upphäva driftsäkerhetsmål och tillhörande reglering (Svenska kraftnät, 2022/2045). Skälet är att direktivet som föranledde införandet av regelverket har upphört att gälla och att regleringen kring driftsäkerhet numera hanteras genom kommissionsförordningarna SO GL och ER.

Utredningen bedömer att det p.g.a. stora osäkerheter kring nyttor och kostnader är svårt att ens på teoretiska grunder ta fram samhällsekonomiskt motiverade driftsäkerhetsmål avseende specifika systemdrifttillstånd med den detaljeringsgrad som krävs för att de ska styra verksamheten på ett meningsfullt sätt. Utredningen känner heller inte till något enda exempel utanför akademin där driftsäkerhetsmål avseende specifika systemdrifttillstånd har tillämpats i andra länder. Det nationella driftsäkerhetsmålet bör därför upphävas. Regeringen bör dock ålägga Svenska kraftnät att årligen redovisa driftsäkerhetsindikatorer med utgångspunkt från de krav som anges i artikel 15 i SO GL samt de samhällsekonomiska överväganden kring nyttor och kostnader som legat till grund för allokeringen av aktiva och reaktiva reserver till olika systemdrifttillstånd. Redovisningen bör även på en övergripande nivå beskriva hur dessa beslut har påverkat den överföringskapacitet som tilldelats elmarknaden. En systematisk uppföljning av hur överföringssystemet presterar över tid och vilka kostnader det är förenat med kan på sikt ligga till grund för att, vid behov, komplettera SO GL och ER[16] med nationella mål om driftsäkerheten i överföringssystemet.

På lokalnäts- och regionnätsnivå dimensionerar den systemansvarige åtgärder för att upprätthålla driftsäkerheten utifrån andra funktionskrav än de som gäller för överföringssystemet. Här är det primärt funktionskravet avseende den maximala avbrottstiden som påverkar hur mycket redundans och avhjälpande åtgärder som de systemansvariga behöver mobilisera för att uppfylla det aktuella funktionskravet. Funktionskraven om transport av el med god kvalitet

[16] Kommissionens förordning (EU) 2017/2196 av den 24 november 2017 om fastställande av nätföreskrifter för nödsituationer och återuppbyggnad avseende elektricitet.

finns angivna i svensk rätt[17] och fastställda gränser för den maximala avbrottstiden för uttagspunkter är kortare ju större kunder (lastintervall) det rör sig om.

Andra funktionskrav enligt EiFS 2023:3 som påverkar nätföretagens dimensionering med syfte att säkerställa att transporten av el är av god kvalitet är:

- Trädsäkring av ledningar: För ledningar med en spänning över 25 kilovolt ställs krav på att de ska vara trädsäkra, vilket minimerar risken för avbrott p.g.a. fallande träd.
- Begränsning av avbrottsfrekvens: Krav på att begränsa antalet avbrott per kund för att uppfylla att transporten av el är av god kvalitet.
- Spänningskvalitet: Föreskrifter för att upprätthålla standarder för spänningens nivå, spänningsförändringar och spänningsövertoner för att undvika skador på utrustning och säkerställa att transporten av el är av god kvalitet.

Utredningen bedömer att skilda driftsäkerhetsgränser och dimensioneringsprinciper på överföringsnätet respektive region- och lokalnätet kan försvåra samarbete mellan nätföretag på olika nätnivåer och potentiellt också leda till suboptimering, särskilt när det kommer till maskade regionnät. Det bör övervägas om dimensioneringskraven bör harmoniseras inom det så kallade observerbarhetsområdet vilket går ner till 70 kilovolt eller om det går att hantera inom det avtal som föreslås i kapitel 5. Denna fråga bör utredas i särskild ordning.

[17] Vad som avses med god kvalitet anges i 4 kap. 18–19 §§ ellagen medan det grundläggande funktionskravet på maximalt 24 timmar avbrott anges i 4 kap. 20–22 §§ ellagen. De hårdare kraven för större lastintervall finns i EIFS 2023:3 som avser god kvalitet. Det grundläggande funktionskravet på 24 timmar kan således skärpas genom föreskrifter avseende god kvalitet, vilket framgår av 4 kap. 20 §.

Beredskap för fredstida krissituationer och höjd beredskap

Förslag: Regeringen tillsätter en statlig utredning med syfte att tydliggöra ansvarsförhållandena för de aktörer som har uppgifter inom elberedskap för fredstida krissituationer och höjd beredskap. Ett delsyfte bör vara att ta fram en metod för att specificera totalförsvarets behov av el vid höjd beredskap.

Beredskap för störningar tar sikte på att det civila försvaret på kort och lång sikt ska kunna hantera fredstida krissituationer såsom extremväder eller andra elkrisscenarier[18] i enlighet med riskberedskapsförordningen. Med beredskapsåtgärder avses enligt 3 § elberedskapslag (1997:288) åtgärder som behövs för att förebygga, motstå och hantera sådana störningar i elförsörjningen som kan medföra svåra påfrestningar på samhället.

Genom att specificera samhällets behov av el vid fredstida krissituationer kan mål för beredskapsplaneringen ställas upp och olika funktionskrav preciseras i nyckeltal, såsom tillgänglig elproduktionskapacitet, förmåga till återuppbyggnad, ö-drift och reparationsförmåga. Elenergi blir en alltmer kritisk resurs för samhällets grundläggande funktioner, och en elektrifiering i linje med regeringens bedömning om 300 TWh år 2045 kommer att påverka både samhällets elbehov och förutsättningarna för att säkerställa tillgången på elenergi.

Med beredskapsåtgärder avses också sådana åtgärder som krävs för att göra det möjligt för de systemansvariga för distributionssystemet att vidta de åtgärder som behövs vid höjd beredskap. Beredskapsåtgärder för höjd beredskap handlar om totalförsvarets förmåga att motstå angrepp såsom it-attacker eller fysiska attacker samt att reparera systemet och återuppbygga systemet efter avbrott.

Energimyndigheten är av regeringen utsedd behörig myndighet enligt EU:s riskberedskapsförordning för elsektorn (2019/941). Vid fastställandet av de nationella elkrisscenarierna ska den behöriga myndigheten samråda med de systemansvariga för överföringssystemen samt de systemansvariga för distributionssystemen som den behöriga myndigheten anser relevanta, med relevanta producenter eller deras branschorganisationer och med tillsynsmyndig-

[18] En elkris definieras enligt artikel 3.3 i ER som en existerande eller omedelbart förestående situation, där det råder betydande elbrist, enligt vad som fastställts av medlemsstaterna och beskrivits i deras riskberedskapsplaner, eller där det är omöjligt att försörja kunder med el.

heten om denna inte är den behöriga myndigheten. Elkrisscenarierna ska innehålla bedömningar av resurstillräcklighet, driftsäkerhet och bränsleförsörjningstrygghet på grundval av bland annat ovanliga och extrema naturkatastrofer, risker och olyckshändelser som går ut över driftsäkerhetskriteriet N-1 och exceptionella oförutsedda händelser samt följdrisker inklusive följderna av fientliga angrepp och bränslebrist.

En god beredskap förutsätter att den kedja av förmågor för att hantera olika systemdrifttillstånd är robust för att hantera större oförutsedda fel i elsystemet avseende exempelvis nätelement eller bortfall av produktions- och förbrukningsanläggningar. Planeringsmetoden Styrel som syftar till att prioritera samhällsviktiga elanvändare vid en bristsituation som medför manuell förbrukningsfrånkoppling är ett exempel som potentiellt kan användas som utgångspunkt för att dimensionera totalförsvarets behov. Likaså finns det potentiella samordningsvinster förenade med att samordna resurser som används för beredskapsskäl genom att de kan bidra vid exempelvis situationer med effektbrist, nätfel eller regional ö-drift i samband med ett återuppbyggnadstillstånd.

Svenska kraftnät uppger att uppstart av lokal och regional ö-drift är mer renodlade elberedskapsåtgärder i nuläget och inte en del av den nationella återuppbyggnaden. Uppstart genom lokala eller regionala ö-drifter kan dock behöva ske vid en långsam återuppbyggnad av överföringssystemet. Utredningen noterar att även om detta synsätt kan vara ändamålsenligt och kostnadseffektivt under rådande förutsättningar, kan det behöva omprövas i ett scenario där elanvändningen i ett fredstida normalläge når 300 TWh 2045. En sådan utveckling, där en stor andel av den nya elproduktionen och flexibilitetsresurserna ansluts på lägre spänningsnivåer, kan förändra förutsättningarna och kräva en justering av strategin.

Svenska kraftnät har i sina roller som bland annat elberedskapsmyndighet[19], beredskapsmyndighet[20], totalförsvarsmyndighet[21], systemansvarig myndighet och systemansvarig för överföringssystemet ansvaret för att ta fram risk- och sårbarhetsanalyser samt

[19] Förordning (1997:294) om elberedskap.
[20] Förordning (2022:524) om statliga myndigheters beredskap.
[21] Förordning (1982:1005) om skyldighet för näringsidkare, arbetsmarknadsorganisationer med flera att delta i totalförsvarsplaneringen.

planera och genomföra beredskapsåtgärder för att stärka samhällets förmåga att hantera störningar i elförsörjningen[22].

Enligt förordningen (2022:524) om statliga myndigheters beredskap omfattar beredskapssektorn energiförsörjning följande myndigheter: Energimyndigheten (sektorsansvarig), Svenska kraftnät, Energimarknadsinspektionen (Ei) och Strålsäkerhetsmyndigheten. Dessa beredskapsmyndigheter ska samverka både sinsemellan och med Försvarsmakten för att säkerställa att det militära försvaret får det stöd som krävs. De ska även samarbeta med länsstyrelser, kommuner, regioner, andra myndigheter, näringsidkare och sammanslutningar, samt ta hänsyn till det nordiska och europeiska samarbetet inom krisberedskap och totalförsvar. Utöver detta innebär Sveriges NATO-medlemskap, enligt artikel 3 i SÖ 2024:1, att civilsamhället måste ha en robust beredskap för att kunna motstå och hantera angrepp.

Elberedskapslagen (1997:288) ställer krav på att företag inom elförsörjningen, inklusive lokal- och regionnätföretag, genomför beredskapsåtgärder Svenska kraftnät beslutar om för att motstå och hantera allvarliga störningar som kan påverka samhället. De är också skyldiga att upprätta risk- och sårbarhetsanalyser samt att lämna de uppgifter till elberedskapsmyndigheten som myndigheten behöver för att kunna upprätta den nationella risk- och sårbarhetsanalysen inom elsektorn. Elberedskapsmyndigheten Svenska kraftnät beslutar om beredskapsåtgärder och betalar som huvudprincip ut ersättning för de kostnader som uppstår. Nätföretagen har också genom Elsamverkan ett frivilligt samarbete om samverkan vid en storstörning i elnätet.

Det finns också andra beredskapssektorer som har bäring på elberedskap och hur beredskapsförmågor ska dimensioneras och koordineras. Exempelvis är Socialstyrelsen sektorsansvarig myndighet för sektorn hälsa, vård och omsorg medan Livsmedelsverket har motsvarande uppgift inom livsmedelsförsörjningen. Rollen innebär bland annat att de ska verka för att övriga statliga myndigheter, kommuner, regioner och andra aktörer utvecklar sin beredskap. Det kan säkerställas genom reservkraft eller andra åtgärder för att säkerställa nödvändiga beredskapsförmågor med syfte att tillgodose det egna behovet av el vid ett nätsammanbrott.

[22] Svenska kraftnät är också ansvarig myndighet för dammsäkerhet och tillsynsmyndighet inom säkerhetsskydd.

Regionalt har länsstyrelserna ett ansvar för att stödja ledning, kommunikation och resursfördelning i den generella krishanteringen. Länsstyrelsens uppgift är att inför en kris stödja arbetet med att nå ett robust samhälle. Vid större elavbrott där flera kommuner och hela län drabbas och statliga resurser som militär, bandvagnar och elverk används ansvarar länsstyrelsen för att samordna insatserna. Det kan röra sig om kontakter med ansvariga myndigheter eller privata aktörer.

Lag (2006:544) om kommuners och regioners åtgärder inför och vid extraordinära händelser i fredstid och höjd beredskap ställer bland annat krav på att kommuner och regioner analyserar och förbereder sig för störningar i elförsörjningen. Genom riskanalyser, beredskapsplaner och samverkan med relevanta aktörer ska de säkerställa att samhällsviktiga funktioner kan fortsätta att fungera vid elavbrott eller elbrist.

Kommunerna har enligt 1–2 § lagen (1977:439) om kommunal energiplanering också till uppgift att planera och främja hushållningen med energi samt verka för en säker och tillräcklig energitillförsel. Kommunen ska vid sin planering undersöka förutsättningarna att genom samverkan med annan kommun eller betydande intressent på energiområdet såsom processindustri eller kraftföretag gemensamt lösa frågor som har betydelse för hushållningen med energi eller för energitillförseln. Finnes förutsättning för sådan gemensam lösning föreligga, ska den tas till vara i planeringen.

Även näringsidkare kan ha ett eget intresse av att säkerställa beredskapsförmågor för den egna verksamheten i händelse av avbrott i transporten av el.

Av Energimyndighetens regleringsbrev för 2025 framgår att regeringen har givit myndigheten i uppdrag att planera för insatser för att främja kommunala och regionala aktörers långsiktiga strategiska förmåga att bidra till ett effektivt och robust energisystem som bidrar till de energipolitiska målen. Insatserna är avsedda att finansiera offentliga aktörer på lokal och regional nivå, såsom kommuner, regioner, regionala energikontor och aktörer med regionalt utvecklingsansvar i syfte att stärka deras förmåga att arbeta mer effektivt och strategiskt med energiplanering och energiberedskap. Insatserna ska samordnas med satsningar inom energiplanerings- och energiberedskapsområdet. Uppdraget ska redovisas i årsredovisningen.

Vid perioder med energibrist kan ransoneringslagen (1978:268) tillämpas. Här framgår av Energimyndighetens myndighetsinstruktion[23] att myndigheten ska planera, samordna och, i den utsträckning regeringen föreskriver det, genomföra ransoneringar och andra regleringar som gäller *användning av energi*. När förbrukningsreglering av el har införts har Svenska kraftnät till uppgift att, i den utsträckning regeringen föreskriver, svara för långsiktig planering och inriktning av elproduktionen.

Ransoneringslagen antogs 1978 mot bakgrund av de kortare ransoneringar som genomfördes under 1970-talets olje- och energikriser. Sedan dess har elmarknaden genomgått stora förändringar. Bland annat omregleringen 1996 och ökad marknadsintegration med Norden och övriga EU har ändrat förutsättningarna för att genomföra elransonering. År 2014 lämnade Energimyndigheten ett författningsförslag om genomförandet av elransonering (Energimyndigheten, 2014). Förslaget genomgick remissbehandling, men har därefter inte lett till några vidare åtgärder. Av Energimyndighetens regleringsbrev för 2025 har regeringen gett myndigheten i uppdrag att analysera och föreslå lämpliga åtgärder för ransonering av el för att stärka det civila försvaret. Uppdraget innefattar en vidareutveckling av Styrel-metoden för att prioritera samhällsviktig elanvändning och hur denna information kan användas vid elenergibrist och höjd beredskap. Myndigheten ska även bedöma hur privata aktörer med totalförsvarsviktiga verksamheter beaktas samt hur sektorskopplingar inom energisektorn hanteras. Arbetet ska ske i nära dialog med Regeringskansliet, innefatta nödvändiga författningsförslag, och redovisas senast den 1 september 2026.

Riksdagen har beslutat[24] om ett övergripande prestationsmål avseende totalförsvarets uthållighet. Baserat på regeringens proposition 2024/25:34 om totalförsvaret 2025–2030 ska det militära och civila försvaret, inom ramen för ett sammanhållet totalförsvar, förbereda och planera för att under *minst tre månader* kunna möta och hantera ett krig i Europa som leder till allvarliga konsekvenser för samhällets funktionalitet. Regeringen bedömer att de tre månaderna ger samhället tid för omställning till krigstida förhållanden med till exempel förändrade produktionsförutsättningar och varu-

[23] Förordning (2014:520) med instruktion för Statens energimyndighet.
[24] Regeringens proposition 2020/21:30 om totalförsvaret 2021–2025 och regeringens proposition 2024/25:34 om totalförsvaret 2025–2030.

flöden och därigenom kunna hantera en längre period av allvarlig säkerhetspolitisk kris eller krig.

Proposition 2024/25:34 innehåller ett tidsatt prestandamål avseende uthållighet som kan ge vägledning vid exempelvis dimensionering av energilager. Dock saknas ett konkret prestationsmål avseende elbehovets volym vilket skulle kunna underlätta dimensionering av tillgänglig elproduktionskapacitet regionalt såväl som nationellt.

Energimyndigheten redovisade under 2024 ett regeringsuppdrag om energiförsörjningen i totalförsvaret där de bland annat tog fram ett förslag på geografisk indelning och metod för att dimensionera totalförsvarets elbehov nationellt såväl som inom respektive zon i en situation med höjd beredskap (Energimyndigheten, 2024). Den geografiska indelningen föreslås följa regionnätens utbredning vilket resulterar i åtta elförsörjningszoner. Som en första utgångspunkt för analysen kan självförsörjningsgraden för att möta elbehovet i ett fredstida normalläge identifieras genom att studera hur energiutbytet med överföringsnätet förhåller sig till den totala förbrukningen inom zonen.

En av de slutsatser som Energimyndigheten (2024) drar är att en kartläggning av totalförsvarets elbehov är nödvändig för att effektivt kunna dimensionera och prioritera elberedskapsåtgärder. En förståelse av totalförsvarets elbehov möjliggör att på nationell nivå kunna styra var elen behövs som mest inom landet och bygga upp förmågor för att möta elbehovet när ordinarie försörjningsmetoder inte finns tillgängliga. Enligt rapporten måste totalförsvarsvarsviktig[25] verksamhet definieras och identifieras. Det förutsätter sannolikt insatser från kommuner och Försvarsmakten, åtminstone i ett första steg.

Genom att specificera totalförsvarets behov av el kan mål för totalförsvarsplaneringen avseende elförsörjningen sättas och olika funktionskrav uttryckas i nyckeltal, så som tillgänglig elproduktionskapacitet, förmåga till återuppbyggnad, ö-drift och reparationsförmåga.

Utredningen konstaterar att ansvaret för beredskapsåtgärder kopplad till elförsörjningen är fördelat på många aktörer, inom både offentlig och privat verksamhet. Det är därmed angeläget att tydliggöra ansvarsfördelningen mellan berörda aktörer när det gäller att kartlägga totalförsvarets behov av el på nationell och regional nivå. Det behöver också klargöras vilka åtgärder som kan säkerställa dessa

[25] Identifieringen av totalförsvarets behov av el behöver delas upp i det civila försvarets respektive det militära försvarets behov.

behov på ett kostnadseffektivt och ändamålsenligt sätt. Mot bakgrund av detta föreslår utredningen att en översyn av regelverken kring ansvar och roller inom elberedskap vid fredstida krissituationer och höjd beredskap bör genomföras i särskild ordning.

6.3.3 Nyanslutning

Bedömning: Alla alternativ till förstärkt transportkapacitet som innebär lägre kostnader än den periodiserade kostnaden för att stärka transportkapaciteten bör betraktas som samhällsekonomiskt motiverade i ellagens mening.

Som huvudregel bör gälla att eventuella tillkommande kostnader för åtgärder som möjliggör en tidigarelagd anslutning anses vara samhällsekonomiskt motiverade, förutsatt att den anslutande parten är beredd att betala för dem.

Elsystemets förmåga att inom rimlig tid tillgodose tillkommande behov av nätanslutning för produktion och förbrukning är en aspekt av försörjningstrygghet som har fått stor uppmärksamhet på senare tid men som inte mött så mycket intresse historiskt. Riksdagens beslutade[26] leveranssäkerhetsmål indikerar att tillkommande elbehov är en central utgångspunkt i systemplaneringen. Flera potentiella nätkunder och nätföretag vittnar också om långa ledtider för nätanslutning och att det har uppstått köbildning på flera platser i landet. Detta riskerar att hämma samhällets energiomställning och ekonomiska utveckling.

Gällande nyanslutning och funktionskrav anges i 4 kap. 5 § ellagen att ett nätföretag ska genomföra en anslutning inom skälig tid från det att företaget tagit emot en begäran om anslutning. Tiden får vara längre än två år endast om det är nödvändigt med hänsyn till anslutningens omfattning och tekniska utformning eller om det finns andra särskilda skäl. Möjligheterna till undantag gör att tidsgränsen kan tolkas som en rekommendation snarare än ett rättsligt bindande krav. Frågan ställs på sin spets i nät med kapacitetsbrist[27]

[26] Prop. 2023/24:105.
[27] Ei rekommenderar att beräkningen ska utgå från den fysiska belastningen i nätet, inklusive sammanlagringseffekter, utan den begärda anslutningen och med den begärda anslutningen (Energimarknadsinspektionen, R2020:06).

där det på kort sikt kan vara angeläget att hitta alternativ till förstärkt transportkapacitet för att möjliggöra en nätanslutning. En fråga som uppmärksammats av flera av de nätföretag som utredningen har varit i kontakt med är hur mycket resurser det är skäligt att lägga för att möjliggöra en nätanslutning inom skälig tid. För att ge vägledning avseende hur mycket resurser ett nätföretag bör lägga på att tidigarelägga en nätanslutning innan en planerad nätförstärkning är på plats kan det vara motiverat att i lagstiftningen förtydliga vad som menas med samhällsekonomiskt motiverade åtgärder för att hantera kapacitetsbrist i enlighet med 4 § kap. 2 § ellagen.

Utredningen bedömer att alla alternativ till förstärkt transportkapacitet som innebär lägre kostnader än den periodiserade kostnaden[28] för att stärka transportkapaciteten per definition är kostnadseffektiva och därmed bör betraktas som samhällsekonomiskt motiverade (se även diskussionen i avsnitt 6.4.1). Som huvudregel bör eventuella tillkommande kostnader för åtgärder som möjliggör en tidigarelagd anslutning i princip anses vara samhällsekonomiskt motiverade, förutsatt att den anslutande parten är beredd att betala för dem. Utredningen anser att dessa kriterier tar hänsyn till såväl nätföretagens begränsade rådighet vid bedömning av enskilda anslutningar i enlighet med rådande köhanteringsprincip som regelverken om nätavgifternas utformning.

6.4 Hur kan nödvändiga förmågor säkerställas?

I föregående avsnitt beskrevs begreppet försörjningstrygghet och dess ingående delar. De systemansvariga har flera möjligheter att säkerställa tillgängligheten på förmågor vilket kan påverka det ekonomiska värde som en systemansvarig tillmäter ytterligare systemnyttor. Om behoven redan är fullt tillgodosedda kan det marginella värdet till och med vara noll. De systemansvariga kan installera helt integrerade nätkomponenter[29], kravställa tekniska förmågor hos nät-

[28] Den periodiserade kostnaden för en elnätsinvestering avser de årliga kapital- och driftskostnaderna (CAPEX och OPEX) som fördelas över investeringens ekonomiska livslängd. En periodiserad kostnad för en elnätsinvestering kan beräknas med hjälp av Ei:s bestämmelser och beslut avseende regulatorisk avskrivningstid och kalkylränta (tillåten avkastning).
[29] Nätkomponenter som är integrerade i överförings- eller distributionssystemet, däribland lagringsanläggningar, och som används uteslutande för att säkerställa säker och tillförlitlig drift av överförings- eller distributionssystemet, och inte för balansering eller hantering av överbelastning (elmarknadsdirektivet artikel 2.51).

kunder och hur de används i driften, nyttja nätavgifter, upphandling av tjänster och villkorade avtal.

Möjliga ersättningsformer för en systemnytta kan härledas utifrån vilka förmågor som behövs för en trygg elförsörjning samt de rättsliga och praktiska förutsättningarna för hur de kan säkras. Förmågorna kan på en övergripande nivå kopplas till behovet hos systemansvariga att reglera och hantera frekvensstabilitet, spänningsstabilitet och överföringsbegränsningar. Därtill kan andra – oftast lokala – behov finnas och elsystemet behöver också kunna återuppbyggas efter ett nätsammanbrott.

Från ett beredskapsperspektiv kan ansvariga myndigheter för elberedskap säkerställa nödvändiga förmågor genom att informera, koordinera, styra, ransonera och, vid behov, fatta beslut om ekonomisk ersättning för att upprätthålla eller skapa nya förmågor på rätt plats i elsystemet utifrån lokala, regionala och nationella behov.

Befintliga marknader för handel med stödtjänster och andra prissignaler så som nätavgifter har varierande mognadsgrad och några systemnyttor är inte ekonomiskt värderade alls, till exempel mekanisk rotationsenergi och reaktiv effekt för att upprätthålla driftsäkerhetsgränser avseende frekvens och spänning.

6.4.1 Integrerade nätkomponenter och kostnadseffektivitet

De systemansvariga kan säkerställa flertalet förmågor genom att installera teknisk utrustning i form av s.k. helt integrerade nätkomponenter. Exempel på förmågor som kan tillgodoses i egen regi är reaktiv effekt för att upprätthålla spänningen inom önskat intervall och nätstyrka för att hantera störningar i systemet. Förmågor som enligt artikel 2.51 i elmarknadsdirektivet inte kan tillgodoses genom helt integrerade nätkomponenter är aktiv effekt för balansering eller hantering av överbelastning. I svensk rätt är detta reglerat i 3 kap. 4 § ellagen. Systemansvariga för överföringssystem eller distributionssystem får som huvudregel mot bakgrund av åtskillnadsreglerna heller inte äga, utveckla, förvalta eller driva energilagringsanläggningar (artikel 36 och 54 i elmarknadsdirektivet, jfr 3 kap. 39 § ellagen).

Om helt integrerade nätkomponenter kan möta tydliga systembehov, kan kostnaden för dem sätta en övre gräns för hur mycket systemansvariga för distribution och överföring långsiktigt är villiga

att betala externa leverantörer för effektiv drift. Den periodiserade kostnaden[30] för nyinvesteringar i elnätet kan exempelvis utgöra en övre gräns för deras betalningsvilja att nyttja flexibla resurser (produktion, energilager och efterfrågeflexibilitet). Alternativkostnaden för helt integrerade nätkomponenter bör också reflekteras i en kostnadsriktig nätavgift.

Planeringsförutsättningarna för den systemansvarige har dock ändrats över tid med en ökad osäkerhet kring framtidens förbruknings- och produktionsmönster och var anläggningar ansluts till nätet. Detta kan försvåra en bedömning av vad som kommer att vara den mest kostnadseffektiva lösningen över tid. Vid stora osäkerheter om teknologisk utveckling, överföringsbehov eller andra parametrar är det motiverat att de systemansvariga betalar en premie för en temporär lösning jämfört med en traditionell investering för att kunna ”vänta och se” vart utvecklingen tar vägen (Pringles, Olsina, & Francisco, 2015). Ett exempel på en temporär lösning är att köpa tjänster från externa leverantörer i stället för att investera i kapitalintensiva, och i många fall långlivade, anläggningstillgångar med osäker nyttjandegrad (Strbac, Konstantelos, Aunedi, Pollit och Green, 2016). Ett specialfall är behov som uppstår med kort framförhållning såsom exempelvis en förlängd revision av kärnkraftverk vid en period med ihållande låga elpriser. Här kan betalningsviljan för temporära lösningar vara väsentligt mycket högre[31] än kostnaden för att tillgodose behovet i egen regi genom helt integrerade nätkomponenter – särskilt om det senare inte är ett gångbart alternativ p.g.a. kort planeringshorisont.

6.4.2 Utvecklad kravställning på anslutande parter

Rätt tillämpad har kravställning på anslutande parter, avseende till exempel styrbarhet eller hur utbyte av aktiv och reaktiv effekt ska ske, potential att vara ett kostnadseffektivt och verkningsfullt verktyg för att säkerställa de förmågor som systemet behöver. Teknisk kravställning kan komplettera marknadsbaserad anskaffning – dels

[30] Den periodiserade kostnaden för en elnätsinvestering avser de årliga kapital- och driftskostnaderna (CAPEX och OPEX) som fördelas över investeringens ekonomiska livslängd. En periodiserad kostnad för en elnätsinvestering kan beräknas med hjälp av Ei:s bestämmelser och beslut avseende regulatorisk avskrivningstid och kalkylränta (tillåten avkastning.
[31] Värdet för att undvika ett elavbrott kan under enskilda timmar potentiellt uppgå till värdet av förlorad last, VOLL.

genom att öka utbudet av förmågor, dels genom att tydliga krav leder till ökad standardisering av förmågor vilket underlättar marknadsbaserad anskaffning i ett senare skede om behov uppstår.

I takt med att elsystemet omvandlas behöver de tekniska krav som ställs på anslutande parter till elsystemet modifieras för att vara tidsenliga och ändamålsenliga. Sådana krav handlar bland annat om hur aktiv och reaktiv effekt ska utbytas så att anläggningen bidrar till att upprätthålla spänning och frekvens samt hur de samverkar med andra anläggningar i systemet. Här har den ökande andelen produktion och förbrukning som ansluter till elsystemet genom kraftelektronik (i stället för att vara synkront ansluten) resulterat i ett ökat fokus på nätformande förmågor hos dessa anläggningar, för att realisera den nya teknikens potential att bidra med systemnyttor (Svenska kraftnät, 2023b; Energinet, Fingrid, Statnett och Svenska kraftnät, 2023; Federal Ministry for Economic Affairs and Climate Action, 2023). Mot bakgrund av dessa faktorer har Svenska kraftnät föreslagit en uppdatering av anslutningskraven för produktionsanläggningar, vilket innebär en revidering av EIFS 2018:2.

Utredningen vill i detta sammanhang framhålla vikten av att den systemansvariga tillämpar en balanserad kravställning som i möjligaste mån går i takt med den tekniska utvecklingen och med de krav som ställs i våra grannländer, med beaktande av det nationella elsystemets särdrag. Det är särskilt viktigt för en liten marknad som Sverige där nationella krav som i allt för hög utsträckning avviker från vad som är norm på den globala marknaden kan vara kostsamma att absorbera för leverantörer. I förlängningen kan detta leda till minskad konkurrens och ökade kostnader för anslutning och – i förlängningen – högre elpriser.

De europeiska anslutningsförordningar som reglerar kravställning vid nyanslutningar och modifieringar av produktionsanläggningar (RfG) och förbrukningsanläggningar (DCC) har nyligen reviderats av ACER. EU-kommissionen ska enligt elmarknadsförordningen utvärdera rekommendationerna från ACER och som ett sista steg anta de två nätkoderna.

I december 2024 gav regeringen i uppdrag[32] till Svenska kraftnät, Energimyndigheten och Ei att ta fram uppdaterade tekniska specifikationer för intermittent kraftproduktion. De tekniska specifikationerna ska bland annat beskriva hur intermittent kraftproduktion,

[32] KN2024/02494.

såsom vind- och solkraft, bättre kan bidra till driftsäkerheten. Myndigheterna ska även beskriva hur intermittenta produktionsanläggningar kan kompletteras eller utformas för att i större utsträckning bidra till effektbalansen i Sverige. Systemkostnaderna för de föreslagna åtgärderna ska beskrivas. I uppdraget ingår även att identifiera lämpliga pilotprojekt så att de nya tekniska specifikationerna kan testas och utvärderas. Uppdraget ska redovisas i slutet av 2025.

6.4.3 Marknadsbaserad anskaffning

Före omregleringen 1996 var det möjligt för vertikalt integrerade energibolag att inom sitt nätområde samplanera nät- och produktion med kravställda förmågor för att tillgodose kundkollektivets behov av leveranssäker el. Varje elbolag hade en leveransskyldighet gentemot de kunder som fanns i området och det ställdes krav på tillräckliga reserver för att upprätthålla leveranssäkerheten över tid (Prop. 1991/92:133, s. 11). Ett villkor för att få nyttja dåvarande stamnätet för elöverföring var att energibolaget måste kunna redovisa en reserveffekt som var minst lika stor som företagets största aggregat i nätområdet. Det lokala energibolaget hade således ansvar för att hantera ett fel i det egna nätet enligt en princip som påminner om dagens N-1 i överföringssystemet.

Omregleringen innebar bland annat att det reglerade elnätet och den konkurrensutsatta elproduktionen, respektive elhandeln skulle vara åtskilda verksamheter. Nya samarbetsformer behövde därför arbetas fram för att ta tillvara eventuella synergier mellan aktörer med olika tillgångsslag. Även den tekniska utvecklingen över tid, med en ökande andel kraftelektronikansluten produktion och förbrukning, har förstärkt behovet av samarbete för att kunna tillgodogöra de potentiella systemnyttor som tekniken medför.

Utgångspunkten inom EU-rätten är att de systemansvariga ska säkerställa förmågor för att fullgöra sina åtaganden genom att köpa tjänster på den konkurrensutsatta elmarknaden om det kan resultera i en effektivare systemdrift och systemutveckling. De systemansvariga ska då enligt artikel 40 respektive 32 i elmarknadsdirektivet upphandla dessa tjänster i enlighet med transparenta, icke-diskriminerande och marknadsbaserade förfaranden. För icke-frekvensrelaterade stödtjänster kan undantag göras om tillsynsmyndigheterna har slagit

fast att upphandlingen av sådana tjänster inte är ekonomiskt effektiv eller att upphandling skulle leda till allvarlig snedvridning av marknaden eller kraftigare överbelastningar.

Ett marknadsbaserat förfarande innebär per definition att minst en köpare och en säljare frivilligt utbyter varor eller tjänster där minst en av parametrarna pris, volym eller kvalitet bestäms av utbud och efterfrågan. Om köparen bestämmer ersättningen för en given förmåga på administrativa grunder så måste volymen eller kvaliteten få bestämmas på marknaden. Om efterfrågad volym och kvalitet genom exempelvis tekniska funktionskrav bestäms på förhand måste priset få bestämmas på marknaden. EU-kommissionen uttrycker en preferens för den senare då artikel 3 i elmarknadsförordningen anger att marknadsreglerna ska uppmuntra fri prisbildning och undvika åtgärder som hindrar en prisbildning baserad på tillgång och efterfrågan.

Elmarknadsdirektivets artikel 32 anger att en medlemsstat ska tillhandahålla den nödvändiga rättsliga ramen för att tillåta och tillhandahålla incitament för systemansvariga för distributionssystem att upphandla flexibilitetstjänster, däribland hantering av överbelastning i deras områden, för att förbättra effektiviteten i driften och utvecklingen av distributionssystemet. Den rättsliga ramen ska i synnerhet säkerställa att systemansvariga för distributionssystem kan upphandla sådana tjänster från leverantörer av distribuerad produktion, efterfrågeflexibilitet eller energilagring och ska främja införandet av energieffektivitetsåtgärder, när sådana tjänster kostnadseffektivt minskar behovet av uppgradering eller ersättning av elkapacitet och stöder en kostnadseffektiv och säker drift av distributionssystemet. Elmarknadsutredningen kan konstatera att det finns utrymme att utveckla incitamenten för de systemansvariga att upphandla tjänster som kan leda till en effektivare användning av det befintliga elnätet.

Ett syfte med det utvecklade systemansvar som vi beskriver i kapitel 5 är att frigöra transportkapacitet genom att öka nyttjandegraden i det befintliga elnätet med beaktande av driftsäkerhetsgränser och systemets robusthet att hantera plötsliga fel. Observerbarhet i realtid, styrbarhet, informationsdelning med andra systemansvariga och förmåga att kontinuerligt göra systemanalyser är sannolikt grundläggande förutsättningar för att en högre nyttjandegrad av näten ska komma till stånd utan att man behöver kompromissa med driftsäkerheten. Den ökade modellsäkerhet som åtgärderna medför möj-

liggör också en strukturerad ansats avseende vilken risk den systemansvariga är villig att ta vid exempelvis beräkning av ledig kapacitet. Ett exempel på en åtgärd med potential att kraftigt öka nyttjandegraden i befintligt nät är att den systemansvariga ingår avtal med en flexibilitetsleverantör i stället för att reservera transportkapacitet för att kunna hantera ett plötsligt fel i nätet.

Förbudet i EU-rätten mot att ett nätföretag direkt äger produktionsanläggningar och energilager gör det svårt för de systemansvariga att i egen regi tillgodose behovet av aktiv effekt för att hantera överbelastningar eller, i fallet med systemansvarig för överföringssystem, upprätthålla frekvensen inom önskat intervall. I dessa fall torde marknadsbaserad anskaffning, dvs. att nätföretaget upphandlar vissa förmågor, vara en förutsättning för att de ska kunna fullgöra sina åtaganden.

6.4.4 Villkorade avtal

Ett villkorat avtal[33] innebär att kunden godtar att nätföretaget kan begränsa kundens uttag eller inmatning när nätet annars riskerar att bli överbelastat. Det kan medföra att en systemansvarig bedömer att den kan ansluta fler kunder till nätet, samtidigt som driftsäkerheten kan upprätthållas. Villkorade avtal är en avtalsform som tillåter en hård styrning av kundens nyttjande av elnätet och kan komplettera traditionella nätavgifter, där exempelvis tidsdifferentierade nätavgifter innebär en mjukare styrning baserat på kundens priskänslighet.

Vattenfall och Svenska kraftnät uppger att villkorade avtal kommer vara en viktig förutsättning för att snabbt möjliggöra anslutning av riktigt stora förbrukare som, fullt utbyggda, kan kräva tio gånger så mycket anslutningskapacitet som en medelstor svensk stad. Dessa projekt karakteriseras av att de involverar ett fåtal aktörer, hanterar långa tidslinjer och innehåller stora osäkerheter i form av exempelvis prisutveckling av slutkundens produkt på världsmarknaden.

Ett centralt syfte med villkorade avtal är att de ska kunna anpassas efter aktörens förväntade förbrukningsutveckling över tid, vilket säkerställer att aktören endast tilldelas den nätkapacitet som den faktiskt behöver. Detta motverkar hamstring av nätkapacitet (även

[33] Benämns *avtal om flexibel anslutning* i det reviderade elmarknadsdirektivet.

kallat luftbokning) och skapar bättre förutsättningar för att fler aktörer ska kunna ansluta till elnätet.

Om det realiserade nätbehovet inte utvecklas enligt plan har nätföretaget möjlighet att återkalla den villkorade kapaciteten, eftersom tillgången på nätkapacitet är begränsad och behöver fördelas effektivt.

Vattenfall påpekar vidare att förutsättningarna för att säkerställa effektiv konkurrens i en marknadsbaserad mekanism för omdirigering i princip är obefintliga vid mycket stora anslutningar. Detta beror på att den systemansvarige i praktiken blir beroende av en enskild aktör för att leverera den flexibilitet som krävs för att hantera den överbelastning som uppstår vid anslutningen av anläggningen. Flexibilitet är också i allmänhet förenad med ökade kostnader för den anslutande parten. Därför är det viktigt att potentialen för flexibilitet utgör en grundläggande planeringsförutsättning som aktörerna kan förhålla sig i ett tidigt skede, särskilt som anpassningar för ökad flexibilitet i efterhand tenderar att vara mycket kostsamma.[34]

Vattenfall anför att villkorade avtal även kan vara ett verktyg för att hantera planeringsosäkerheter avseende det framtida överföringsbehovet från små och medelstora industrikluster när deras processer ska elektrifieras och verksamheterna expanderar. När industrikunder elektrifierar sina processer och växer kan de behöva teckna nya eller utöka befintliga elnätsabonnemang. I planeringsskedet är det dock svårt för den systemansvarige att förutse det faktiska effektbehovet, och kunder tenderar att överskatta sin framtida elanvändning. Detta leder till att det sammanlagda elbehovet som rapporteras i tidiga skeden ofta är större än den faktiska (sammanlagade) belastningen på elnätet när projekten väl realiseras.

En konsekvens av detta kan bli att elnätet underutnyttjas om varje kunds uppskattning av effektbehov leder till en motsvarande bokning av nätkapacitet. För att motverka detta kan det vara motiverat att den systemansvariga tillåter en viss överbokning i förhållande till den lediga nätkapaciteten, vilket gör att fler kunder kan anslutas snabbare i stället för att vänta på förstärkningar som kanske inte behövs. Villkorade avtal, där kunder får garanterad effekt med förbehåll att de kan styras ner vid behov, möjliggör denna överbokning utan att kompromissa på driftsäkerheten. Det är dock troligt att dessa avtal sällan behöver aktiveras. Ett viktigt syfte med villko-

[34] Promemoria från Vattenfall AB inkommen den 20 december 2024.

rade avtal är att ge omogna projekt en chans att mogna, men om så inte sker bör även villkorad effekt kunna dras tillbaka, i och med att tillgången på sådan effekt är begränsad.

Ei (R2023:08) bedömer att villkorade avtal är en icke-marknadsbaserad mekanism för omdirigering, vilket enligt artikel 13.3 i elmarknadsförordningen bör tillämpas med försiktighet. Regelverket kring villkorade avtal är dock inte tydligt vare sig i det svenska regelverket eller i EU regelverket. ACER lämnade i december 2022 över en ramriktlinje om efterfrågeflexibilitet till EU-kommissionen. Ei tolkar ramriktlinjens skrivningar som att förtydliganden sannolikt kommer att publiceras om villkorade avtals roll och plats i förhållande till marknadsbaserade mekanismer (Ei, R2023:08). Även det reviderade elmarknadsdirektivet[35] innehåller förtydliganden om hur villkorade avtal får användas, även om detaljutformningen överlåts till medlemsstaterna.

Artikel 2.3 i det reviderade elmarknadsdirektivet innehåller förtydliganden avseende hur villkorade avtal (*avtal om flexibel anslutning*) får tillämpas av de systemansvariga. För Sveriges del innebär det att Ei ska utarbeta en ram de systemansvariga i syfte att erbjuda möjlighet att ingå avtal om flexibel anslutning i områden där det finns begränsad eller ingen nätkapacitet för nya anslutningar. Ramen ska bland annat säkerställa att flexibla anslutningar normalt sett inte fördröjer nätförstärkningarna i de identifierade områdena och kriterier för när en flexibel anslutning ska övergå till avtal om fast anslutning när nätet väl har utvecklats samt när avtal om flexibel anslutning får vara en permanent lösning. Ramen får också innehålla förtydliganden om vilka villkor som ska gälla för avtalet, exempelvis när det kommer till inmatat respektive uttagen fast och flexibel kapacitet, de nätavgifter som gäller för den fasta och flexibla in- och utmatningskapaciteten samt den överenskomna löptiden för avtalet om flexibel anslutning och det förväntade datumet för beviljande av anslutning till hela den begärda fasta kapaciteten.

Villkorade avtal kan på sikt bidra till att öka utbudet av potentiella leverantörer av flexibilitetstjänster som kan delta i framtida marknadsplatser för flexibilitet för att hantera en överbelastning i elnätet. Villkorade avtal kan också leda till utvecklade processer för drifts-

[35] Europaparlamentets och rådets direktiv (EU) 2024/1711 av den 13 juni 2024 om ändring av direktiven (EU) 2018/2001 och (EU) 2019/944 vad gäller förbättring av utformningen av unionens elmarknad.

planering och automatiserade beslutsstöd hos de systemansvariga, vilket torde vara en förutsättning för rationell användning av flexibilitet hos nätkunder.

Villkorade avtal kan dock i det kortare perspektivet ha en negativ påverkan på flexibilitetsmarknaderna då de minskar behovet för systemansvariga att köpa flexibilitetstjänster, vilket kan försämra marknadens likviditet.

6.4.5 Nätavgifter och elområdespriser

Effektiv användning av befintlig elinfrastruktur är ett av ledorden i elmarknadsförordningen. Effektiv användning ska komma till stånd genom effektiva prissignaler på elmarknaden i form av elområdesgränser som baseras på långsiktiga strukturella överföringsbegränsningar i överföringsnätet (artikel 14) och nätavgifter som avspeglar kostnaderna och beakta kundernas användning av elnätet (artikel 18). Det skapar incitament för aktörerna att använda elsystemet effektivt och därmed skapa utrymme för att tillgodose nya elbehov. Marknadsbaserad anskaffning av stödtjänster och avhjälpande åtgärder ger den systemansvariga förutsättningar att hantera eventuella kvarstående utmaningar med exempelvis överbelastning eller spänningsavvikelser i driften.

4 kap. 26 § ellagen fastställer att ett nätföretag ska utforma sina avgifter för transport av el på ett sätt som är förenligt med ett effektivt utnyttjande av elnätet och en effektiv elproduktion och elanvändning. Ei förtydligar i 3 kap. EIFS 2022:1 hur en nätavgift ska vara utformad för ett effektivt nätutnyttjande[36].

Sedan i november 2011 är Sverige indelat i fyra elområden, vilket betyder att elpriset kan variera mellan olika delar av landet. Från ett marknadsperspektiv finns inga överföringsbegränsningar inom ett elområde utan varje elområde utgör en ”kopparplatta” där elen kan flyta fritt. Elområdesgränserna syftar till att spegla strukturella flaskhalsar i överföringssystemet. Prisskillnader som uppstår mellan elområden utgör lokaliseringssignaler till ny elproduktion och elanvändning samt ger incitament för befintliga elkunder att, om möjligt, anpassa sitt uttag eller inmatning efter prissignalerna för ett effek-

[36] Ei har meddelat sina föreskrifter med stöd av bemyndigandena i 4 kap. 27 § ellagen och 31 § förordningen (2022:585) om nätverksamhet.

tivt resursutnyttjande. För närvarande genomförs inom ramen för ENTSO-E en översyn av elområdesindelningen i Europa. Redovisningen av elområdesöversynen har försenats och väntas ske under våren 2025.

Nätnyttoersättning

Bedömning: Nätnyttoersättningen i dess nuvarande form bör avskaffas. Utgångspunkten bör vara att nätavgiften ska spegla de kostnader och nyttor som en kund tillför nätet.

Den som har en elproduktionsanläggning har enligt 3 kap. 43 § ellagen rätt till ersättning från elnätsföretaget för den nytta som inmatningen av el medför för elnätet i form av minskade energiförluster och minskade avgifter till överliggande nät. Det kallas för nätnyttoersättning. Kompletterande bestämmelser om hur beräkningen ska ske finns i 24 § förordningen (2022:585) om nätverksamhet. Enligt Ei beräknas nätnyttoersättningen utifrån tre delar: energiersättning, effektersättning och nätförlustersättning. Effektersättningen motsvarar nätföretagets minskade kostnader för abonnerad effekt från överliggande nät och energiersättningen motsvarar nätföretagets rörliga överföringsavgift till överliggande nät. Nätförlustersättningen ska motsvara värdet av eventuella minskade nätförluster till följd av inmatningen av el. Ei prövar eventuella tvister angående nätnyttoersättningen i första instans.

Det har framförts synpunkter på metoden och ett par av Ei:s beslut har även överklagats till förvaltningsrätten. År 2023 fick Ei tillbaka två ärenden för ny prövning eftersom förvaltningsrätten menade att vissa delar av metoden var schablonartade på ett missvisande sätt. Ei ser nu över sin metod för hur rätten till ersättning för nätnytta bedöms. Den del som kommer att genomgå störst förändring är effektersättningen. Det är också den del som förvaltningsrätten menade var missvisande.

Nätnyttoersättning enligt 3 kap. 43 § och den anslutande bestämmelsen om tvister gällande nätnyttoersättning i 3 kap. 44 § har funnits sedan elmarknadsreformen den 1 januari 1996. Det ställs inte krav i EU-rätten på att någon sådan ersättning ska betalas ut vid produktion. I SOU 2023:64 föreslogs att bestämmelsen om nätnytto-

ersättning och att nätmyndigheten ska ta upp tvister om nätnyttoersättning ska utgå. Motivet till borttagandet var kopplat till Ei:s beslutanderätt. Förslaget har remissbehandlats och bereds nu inom Regeringskansliet.

Nätnyttoersättningen liknar till sin struktur en nätavgift och de har delvis överlappande syften. Både nätavgifter och nätnyttoersättning har gemensamt att de syftar till att uppnå ett effektivt nätutnyttjande. Nätnyttoersättningen infördes ursprungligen för att den kostnadsminskning nätföretaget får p.g.a. de minskade nätförluster och minskade kostnader till överliggande nät, ska tillkomma producenten och inte nätföretaget. Begränsningar i mätarteknik bidrog också till att nätavgiften representerade nätföretagets kostnader på ett tämligen schablonartat sätt.

Utvecklingen inom mätarutrustning och it-system har resulterat i ökade krav från Ei på kostnadsriktiga och tidsdifferentierade nätavgifter för ett effektivt nätutnyttjande. Rätt implementerade bör kraven leda till att nätavgifterna i ökad utsträckning kommer att avspegla kostnaderna och beakta kundernas användning av överföringsnät, regionnät och lokalnät, inklusive eventuella kostnadsbesparingar som de orsakar. En elproduktionsanläggning belägen i ett förbrukningsdominerat nät kommer därmed att få en nätavgift som beaktar värdet av de kostnadsminskningar som elproduktionsanläggningen ger upphov till om dess inmatning minskar nätförluster eller kostnader för överliggande nät.

En omständighet som kan minska kostnadsriktigheten i en nätavgift är möjligheterna enligt ellagen att redovisa flera nätområden samlat vilket kompletterats med krav som innebär att avgifterna för transport av el på lokalnät ska vara enhetliga inom hela det samredovisade nätområdet (se avsnitt 6.7.3).

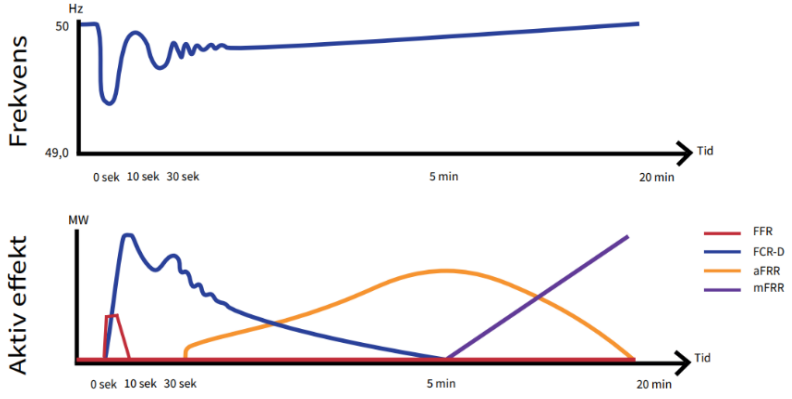
Det är mot bakgrund av ovanstående motiverat att ifrågasätta nätnyttoersättningens relevans som en självständig ersättning, särskilt med hänsyn till dess liknande struktur och delvis sammanfallande syften med nätavgiften. Om den ska behållas är det viktigt att säkerställa att en elproducent inte blir kompenserad två gånger för de nätnyttor som den ger upphov till när nätnyttoersättningen och nätavgiften bestäms. En annan fråga som behöver belysas är om elanvändare i elnät med produktionsöverskott och energilager generellt bör bli kompenserade ekonomiskt för den nätnytta som de ger upphov till.

6.5 Frekvensreglering med hjälp av aktiv effekt

I Sverige är Svenska kraftnät ansvarigt för att i driftskedet säkerställa att det råder balans mellan tillförd och uttagen aktiv effekt i överföringssystemet. Systemet måste ha tillräckliga reserver av aktiv effekt för att klara av att hantera såväl prognosfel från balansansvariga från det att ordinarie energimarknader stänger en timme innan driftskedet, som normala variationer i effektuttag och i effektinmatning inom marknadens tidsenhet (för närvarande en timme men inom en snar framtid en kvart). Dessutom måste systemet ha tillräckliga reserver med aktiv effekt för att klara rimliga störningar och feltillstånd samt mer utdragna onormala driftförhållanden.

Eftersom överföringssystemet i princip inte kan lagra energi organiserar Svenska kraftnät en marknadsplats som övergripande kallas för balansmarknaden där innehavare av reglerbar aktiv effekt (såväl elproducenter som elanvändare) uppmuntras att delta. På balansmarknaden handlas flera produkter (så kallade stödtjänster) med varierande egenskaper avseende hur snabbt en resurs behöver aktiveras samt vilken uthållighet som den behöver ha, vilket framgår av figur 6.3. Den ekonomiska ersättningen är marknadsbaserad och övriga villkor fastställs i enlighet med särskilda principer för respektive produkt.

Figur 6.3 Principiell utveckling av frekvens och aktiv effekt vid återställning av en frekvensavvikelse i elsystemet



Källa: Svenska kraftnät, bearbetad i Diczfalusy (2024).

I diagrammets övre del illustreras hur frekvensen i elsystemet (uttryckt i Hertz, Hz) påverkas av en störning under en viss tidsperiod (i exemplet totalt 20 minuter). Den undre delen illustrerar vilket effektbehov (så kallad aktiv effekt) som krävs för att åstadkomma en återgång till normal frekvens.

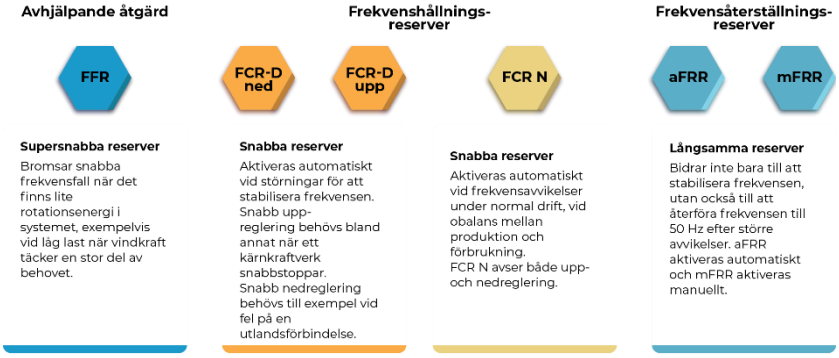
Om en kraftproduktionsanläggning eller likströmsförbindelse av något skäl går ner uppstår en fysikalisk obalans och frekvensen går ner. Tidsförloppen illustreras i diagrammets övre del. Då vidtar den systemansvarige åtgärder för att avhjälpa situationen, genom att aktivera olika typer av reserver hos aktörerna på elmarknaden. Vilka reserver som aktiveras beror på störningens art.

I dag bidrar vattenkraften, kärnkraften och andra synkront anslutna anläggningar med mekanisk rotationsenergi som bidrar till att mycket snabbt (inom en sekund) dämpa effekten av en störning. I takt med att rotationsenergins andel i elsystemet har minskat har det uppstått behov av kompletterande åtgärder eftersom frekvensförändringar p.g.a. en störning får ett snabbare förlopp vid en lägre andel rotationsenergi. Snabb frekvensreserv (FFR) utgör exempel på en sådan åtgärd som delvis kan kompensera minskad rotationsenergi och Svenska kraftnät uppger att de undersöker möjligheten att också introducera en dynamisk version av snabb frekvensreserv.

Svenska kraftnät behöver också säkerställa aktiva reserver för att hantera ett plötsligt fel eller en överbelastning i överföringssystemet samt andra systemdrifttillstånd än normaldrift, till exempel nöddrifttillstånd och återuppbyggnadstillstånd där bland annat dödnätsstart och ö-drift ingår (se avsnitt 6.9).

I figur 6.4 beskrivs de huvudsakliga stödtjänster som för närvarande upphandlas av Svenska kraftnät på balansmarknaden i mer detalj. Nya kapacitetsbaserade produkter har tillkommit på senare tid avseende FCR-D ned och mFRR där antagna bud får ersättning baserat på den kapacitet som aktörerna håller tillgängliga i driftskedet.

Figur 6.4 Översiktlig beskrivning av frekvensrelaterade stödtjänster



Källa: Checkwatt (2024).

För att en aktör ska kunna delta på balansmarknaden måste den vara balansansvarig eller teckna avtal med relevant balansansvarig. Den resurs som deltar måste också visa att de tekniska kraven för en specifik stödtjänst är uppfyllda genom att genomföra en så kallad förkvalificering med godkänt resultat. Man måste också uppfylla krav på realtidsmätning och elektronisk kommunikation (Diczfalusy, 2024).

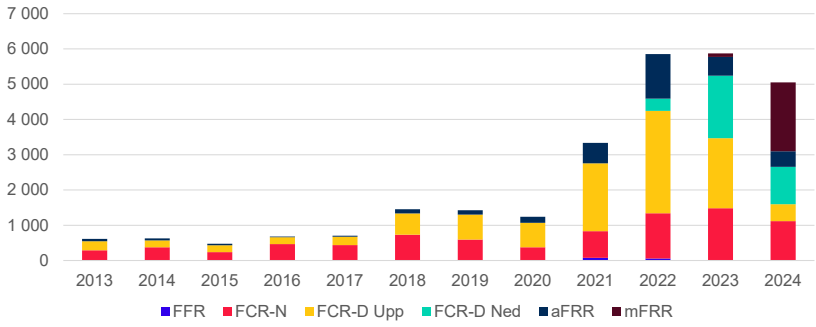
Utöver att upphandla stödtjänster kan Svenska kraftnät ställa tekniska krav vid nyanslutning eller större re-investeringar avseende anläggningens förmåga att reglera aktiv effekt. Exempel på ett sådant krav är automatisk bortkoppling av produktion eller förbrukning vid allt för stora frekvensavvikelser eller överbelastningar, dvs. i ett läge då systemet är utanför normaldrifttillstånd. Andra möjliga krav är hur snabbt en produktionsanläggning ska justera sin effektinmatning vid anslutningspunkten. Detta kan, som tidigare nämnts, över tid leda till ett ökat utbud av standardiserade förmågor som kan bidra till balanshållningen genom att delta på balansmarknaden.

Sverige delar synkronområde med Norge, Finland och Själland i Danmark. Frekvensen är gemensam inom synkronområdet och balanshållningen är därför en gemensam angelägenhet. Flera av de produkter som handlas på balansmarknaden är därför gemensamma vilket innebär att balansenergi flödar mellan länder om det kan minska upphandlingskostnaden.

Kostnaden för frekvensrelaterade stödtjänster har varierat över tid vilket framgår av figur 6.5. De ökade kostnaderna under de senaste åren beror enligt Svenska kraftnät primärt på de höga energipriser

som har rått sedan Rysslands fullskaliga invasion av Ukraina i kombination med låg tillgänglighet i fransk kärnkraft. Andra faktorer som kan ha bidragit är förändringar i hur några av produkterna prissätts[37] samt att aktiverade energivolymer har ökat i kombination med att nya produkter har införts.

Figur 6.5 Nettokostnad för stödtjänster perioden 2013–2024, miljoner kronor



Källa: Svenska kraftnät.

Sedan sommaren 2024 har kostnaden för stödtjänster minskat avsevärt, vilket sammanfallit med låga elpriser. Trenden med låga kostnader för stödtjänster har fortsatt under vintern 2024/25. Kostnaden för batterisystem har sjunkit signifikant de senaste åren vilket torde kunna påverka kostnaden för att tillgodose behovet av reglerbar aktiv effekt på balansmarknaden. Svenska kraftnät och leverantörer av balanstjänster uppger att den snabba ökningen av installationer med batterier sannolikt har bidragit till att etablera en ny jämvikt på balansmarknaden. I december 2024 stod energilager samt efterfrågeflexibilitet för som mest cirka 30 procent av den förkvalificerade volymen kapacitet inom vissa marknadssegment (Svenska kraftnät, 2025).

[37] Det har skett en övergång från betalning enligt bud till marginalprissättning där det sista antagna budet sätter priset för alla aktiverade bud.

6.5.1 Utredningens bedömning

Bedömning: Utredningen bedömer att handeln med stödtjänster på balansmarknaden i huvudsak fungerar väl men att det finns vissa utvecklingsbehov.

Svenska kraftnät bör överväga att ge ersättning till de anläggningsägare som levererar mekanisk rotationsenergi under perioder då snabb frekvensreserv (FFR) aktiveras för att bättre reflektera den systemnytta som dessa anläggningar bidrar med. Införande av en sådan ersättning bör ske gemensamt med systemansvariga för överföringssystem i våra grannländer.

Svenska kraftnät bör överväga att publicera marknadsinformation i realtid, införa mindre budstorlekar samt löpande utvärdera och uppdatera förkvalificeringskraven för deltagare på balansmarknaden. Svenska kraftnät bör också skapa möjligheter för nya aktörer att förkvalificera sig till marknaden för automatisk frekvensåterställningsreserv (aFRR).

Utredningen bedömer att de stödtjänster som handlas på balansmarknaderna i grunden fungerar väl. Det pågår också en kontinuerlig harmonisering av balansmarknaderna i Europa med syfte att uppnå en välfungerande inre marknad inom EU. Detta begränsar medlemsstaternas rådighet att utveckla egna marknadsregler avseende de produkter som handlas på balansmarknaden. Det är också viktigt att de eventuella nya stödtjänster eller ersättningsformer som tas fram koordineras mellan de systemansvariga för överföringssystem i det nordiska synkronområdet för att åtgärden ska vara effektiv och konkurrensneutral. En ändamålsenlig kravställning i form av anslutnings- och driftkrav på nya anläggningar som ansluts till elnätet är nödvändig för att upprätthålla driftsäkerheten och för att säkerställa utbudet av reglerbar kapacitet (flexibilitet) på balansmarknaden även fortsättningsvis.

På balansmarknaden är det en köpare (Svenska kraftnät) som upphandlar primärt korta kontrakt nära driftskedet vilket kan bidra till osäkerhet om framtida intäktsflöden och därmed ökade finansieringskostnader för nya investeringar i flexibilitet. Svenska kraftnät har det senaste decenniet markant ökat transparensen avseende aktiverade volymer och priser vilket är en förutsättning för effektiva investeringar i ny flexibilitet och effektiv användning av dessa i drift-

skedet. Här har övergången till marginalprissättning bidragit till en ökad pristransparens. Flera marknadsaktörer betonar vikten av att Svenska kraftnät publicerar aktuella priser i realtid eller med minimal fördröjning efter driftskedet. Enligt marknadsaktörerna har Svenska kraftnät som internt mål att publicera regler- och obalanspriser inom 60 minuter efter driftstimmens slut, men detta uppnås ofta inte. Fördröjningarna uppges vanligtvis vara 2–3 timmar dagligen, och vid vissa tillfällen kan det ta upp till 6 timmar innan priserna publiceras. Marknadsaktörer lyfter även fram att Fingrid framgångsrikt har infört realtidspublicering av priser efter att ha utvärderat det i en pilotstudie.

Svenska kraftnät kan också minska osäkerheten om framtidens marknadsvärde genom att löpande publicera bedömningar om behovet av balanseringstjänster på några års sikt. Utredningen ser positivt på den femårsprognos över balanseringsbehovet på respektive delmarknad som publicerades i december 2024 (Svenska kraftnät, 2024a).

Storleken på aktiverade energivolymer på balansmarknaden varierar mellan timmar och säsonger och allokering av flexibilitet på balansmarknaden kan därför vara riskfyllt från ett aktörsperspektiv. Införandet av kapacitetsmarknader för balansering bör ha resulterat i ett säkrare intäktsflöde för aktörer som bidrar med balanseringstjänster, även om de kortsiktiga kontrakten (i storleksordningen ett dygn) inte ger den långsiktighet som krävs för mer kapitalintensiva investeringar i flexibilitet.

Förkvalificeringskraven bör kontinuerligt ses över och anpassas i takt med att tekniken utvecklas. Svenska kraftnät bör verka för att kraven i möjligaste mån harmonieras med övriga systemansvariga för överföringssystem inom det nordiska synkronområdet. Aggregatorer och innehavare av storskaliga energilager lyfter också fram en snabbare hantering av förkvalificering och en bättre process för verifiering av aktiverade volymer som en positiv utveckling. I framtiden kommer införandet av automatisk aktivering av mFRR och minskad budstorlek att underlätta för mindre aktörer, så som leverantörer av aggregeringstjänster, att delta på marknaden. Svenska kraftnät har dock stoppat nya aktörer från att förkvalificera sig till aFRR med hänvisning till tekniska skäl. I mitten av januari 2025 öppnade Svenska kraftnät upp för möjligheten till realtidskommunikation via ombud, vilket innebär att nya aktörer kan delta på aFRR-

marknaden om de samarbetar med en befintlig leverantör[38]. Denna ordning är inte optimal och Svenska kraftnät bör skyndsamt bidra till en lösning som möjliggör för nya aktörer att förkvalificera sig till aFRR enligt samma villkor som befintliga leverantörer.

Svenska kraftnät bör också överväga förutsättningarna att ge ekonomisk ersättning till de anläggningsägare som levererar mekanisk rotationsenergi under perioder då FFR aktiveras så att den systemnytta som dessa aktörer bidrar med till elsystemet internaliseras i deras anbud till elmarknaden, vilket kan leda till ökad tillgänglighet hos dessa anläggningar, oavsett om det är synkront ansluten produktion eller industri. Detta har potential att på marginalen bidra till ökad rotationsenergi i elsystemet vid tidpunkter där den annars hade varit låg, exempelvis vid perioder med låga elpriser (gäller särskilt synkront ansluten produktion). Det är dock svårt att avgöra hur stor effekt detta nya potentiella intäktsflöde får på anläggningarnas tillgänglighet i praktiken. Preliminära beräkningar indikerar att planerbar elproduktion (inklusive kärnkraft) totalt kan öka sina intäkter med cirka 600 miljoner kronor per år om ersättningen skulle vara baserad på de priser som leverantörer av snabb frekvensreglering erhåller på FFR-marknaden. Detta motsvarar ungefär 0,5 öre per kilowattimme i genomsnitt (Holmberg, 2024). Svenska kraftnät uppger att deras beräkningar ligger i samma härad då vattenkraften kan förvänta sig 0,5–1 öre medan kärnkraften kan förvänta sig något mer.

Eftersom nyttan av en ökad rotationsenergi tillfaller alla elanvändare inom det nordiska synkronområdet bör en mer betydande ersättning än de nivåer som anges ovan harmoniseras för att åtgärden ska vara ändamålsenlig, kostnadseffektiv och konkurrensneutral. Ett ensidigt införande av en svensk ersättning som är ekonomiskt signifikant kommer med andra ord att leda till att övriga elanvändare i det nordiska synkronområdet kommer att åka snålskjuts på bekostnad av svenska elanvändare.

[38] Svenska kraftnät 2025, *Möjligt att leverera aFRR via ombud*. Hämtat den 23 januari 2025 från: https://www.svk.se/press-och-nyheter/nyheter/balansansvar/2025/mojligt-att-leverera-afrr-via-ombud/.

6.6 Resurstillräcklighet i elmarknaden

Bedömning: En kapacitetsmekanism i form av en strategisk reserv kommer att vara en ändamålsenlig mekanism för att säkerställa tillräckliga resurser i elmarknaden i enlighet med Sveriges tillförlitlighetsnorm under den kommande tioårsperioden. Det är däremot inte motiverat att nu införa en marknadsomfattande kapacitetsmekanism i enlighet med Svenska kraftnäts förslag eftersom nyttorna understiger kostnaderna.

Det är svårt att bedöma resurstillräckligheten för en längre period än mellan fem och tio år. Ett godkännande av en kapacitetsmekanism från EU-kommissionen kan maximalt ges för tio år. Därför bör Svenska kraftnät löpande utvärdera behovet av en kapacitetsmekanism.

De nya möjligheterna enligt EU-rätten att införa ett stödsystem för ny icke-fossil flexibilitet erbjuder möjligheter att främja flexibilitet på olika platser och med olika egenskaper. Det finns dock fortfarande oklarheter om hur reglerna ska tillämpas. Svenska kraftnät bör ta del av erfarenheter från andra länder och vid behov lämna förslag till hur ett svenskt stödsystem skulle kunna utformas.

Resurstillräcklighet handlar ytterst om huruvida elmarknadens prissignaler är tillräckliga för att säkerställa tillräckligt med resurser för att möta efterfrågan under årets timmar. Effektbrist innebär att Svenska kraftnät i driftskedet behöver beordra fram elproduktion eller koppla bort så mycket förbrukning som krävs för att balans mellan inmatad och uttagen effekt ska uppnås. Om en systemansvarig för överföringssystem bedömer att den i framtiden inte kommer kunna fullgöra sitt åtagande med de resurser som marknaden tillhandahåller kan det vara motiverat att statsmakterna beslutar att införa någon form av kapacitetsmekanism.

I detta avsnitt behandlas frågan om statsmakternas, respektive Svenska kraftnäts, roll för att säkerställa tillräckliga resurser i elmarknaden så att risken för effektbrist (resurstillräckligheten) understiger den av regeringen beslutade tillförlitlighetsnormen, för närvarande en (1) timme per år[39]. De senaste bedömningarna av resurstillräck-

[39] I2022/02083.

lighet som har genomförts på europeisk och nationell nivå indikerar att risken för effektbrist i Sverige under de närmaste åren överstiger en timme per år i södra Sverige (elområde 3 och 4). Även om den balansansvariga parten har det ekonomiska ansvaret för att för att balansen i det nationella elsystemet upprätthålls kan staten vidta flera åtgärder för att förbättra resurstillräckligheten i elmarknaden.

För det första kan staten, via Svenska kraftnät, påverka marknadens funktion genom att exempelvis ta bort onödiga hinder för marknadstillträde för nya leverantörer av kapacitet och flexibilitet, utveckla välfungerande balansmarknader med transparent prisbildning, skapa effektiva incitament för en balansansvarig part att handla sig i balans innan driftskedet, se över hur priset på obalanser fastställs under situationer med en ansträngd effektbalans (artikel 44.3 i balansförordningen)[40] eller verka för att elnätet förstärks, både inom Sverige och genom en ökad sammanlänkning med angränsande länder.

För det andra kan staten påverka resurstillräckligheten indirekt genom att ingå differenskontrakt med anläggningsägare till kraftslag med högt förväntat effektbidrag under situationer med ansträngd effektbalans (se diskussionen om differenskontrakt i kapitel 4).

För det tredje kan staten överväga att komplettera energy-only-marknaden med en ersättning till leverantörer för att hålla kapacitet tillgänglig, en så kallad kapacitetsmekanism. Debatten om huruvida energy-only-marknaden ger tillräckliga investeringsincitament för att säkerställa en ändamålsenlig resurstillräcklighet går långt tillbaka i tiden inom både akademin och bland marknadsaktörer. Den pågående energiomställningen i världen ställer frågan på sin spets, särskilt i länder som håller på att fasa ut planerbar, vanligen fossileldad, värmekraft till förmån till primärt förnyelsebar elproduktion som är väderberoende. I det här avsnittet utvärderas tre långsiktiga mekanismer som staten kan överväga att använda för att ge incitament till investeringar i kapacitet och flexibilitet:

- strategisk reserv,
- marknadsomfattande kapacitetmekanism samt
- stödsystem för ny icke-fossil flexibilitet.

[40] Kommissionens förordning (EU) 2017/2195 av den 23 november 2017 om fastställande av riktlinjer för balanshållning avseende el.

Avsnittet inleds med en beskrivning av utredningens uppdrag och pågående initiativ för att stärka resurstillräckligheten i Sverige. I avsnitt 6.6.2 diskuteras de ekonomiska argumenten för olika marknadsutformningar. EU-rätten utgår från en energy-only-marknad, och i avsnitt 6.6.3 analyseras de rättsliga möjligheterna att komplettera elenergimarknaden med en kapacitetsmekanism eller stödsystem för ny icke-fossil flexibilitet.

I avsnitt 6.6.4 bedöms resurstillräckligheten både på kort och lång sikt, och i avsnitt 6.6.5 presenteras utredningens utvärdering av de olika mekanismerna.

6.6.1 Utredningens uppdrag

Utredningen ska enligt sina direktiv[41] analysera om det förslag som Svenska kraftnäts har lämnat avseende en marknadsomfattande kapacitetsmekanism[42] på ett ändamålsenligt sätt bidrar till resurstillräcklighet och leveranssäkerhet på elmarknaden och vid behov föreslå hur Svenska kraftnäts förslag kan vidareutvecklas. Utredningen ska också utreda hur ett stödsystem för fossilfri flexibilitet enligt EU:s reviderade elmarknadsförordning kan bidra till resurstillräcklighet och leveranssäkerhet på elmarknaden. För ett fullständigt beslutsunderlag bedömer utredningen att det är rimligt att också inkludera en strategisk reserv vid en bedömning av olika kapacitetsmekanismer som staten har att tillgå.

Sverige har redan en kapacitetsmekanism i form av en strategisk reserv som Svenska kraftnät ansvarar för att upphandla och förvalta på uppdrag av riksdag[43] och regering[44]. Utöver detta förekommer även kapacitetsbetalningar för manuella frekvensåterställningsreserver (mFRR) och automatiska frekvensåterställningsreserver (aFRR), vilka omsätts på balansmarknaden. Avtalet med de leverantörer som ingår i den strategiska reserven löper ut vintern 2024/25 och regeringen arbetar för närvarande med en ansökan[45] till EU-kommissionen om en ny period med strategisk reserv i enlighet med EU:s stats-

[41] Dir. 2024:12 s. 4.
[42] Framtidens kapacitetsmekanism för att säkerställa resurstillräcklighet på elmarknaden (Svenska kraftnät, 2022/3774).
[43] Lag (2003:436) om effektreserv.
[44] Förordning (2016:423) om effektreserv.
[45] En kapacitetsmekanism för elmarknaden (Klimat- och näringslivsdepartementet, KN2024/00779).

stödsregler och de krav på utformning som följer av elmarknadsförordningen. En kapacitetsmekanism kan godkännas av kommissionen för högst tio år.

Flera länder i Europa har infört, eller är på väg att införa kapacitetsmekanismer och andra stödsystem för att adressera en framtid där risken för effektbrist på elmarknaden bedöms öka. Svenska kraftnät bedömer att en ökad elanvändning i framtiden kommer ha en negativ inverkan på effektbalansen på den svenska elmarknaden med ett ökat beroende av import under ansträngda situationer som följd. Svenska kraftnät har på regeringens uppdrag föreslagit en utformning av en kapacitetsmekanism med förutsättningar att ersätta effektreserven efter den 16 mars 2025 och att säkerställa resurstillräcklighet i enlighet med tillförlitlighetsnormen för Sverige. Svenska kraftnät gjorde i rapporten bedömningen att det är ändamålsenligt att på sikt införa en marknadsomfattande kapacitetsmekanism och presenterade preliminära förslag om ett antal designval som påverkar dess utformning. P.g.a. långa ledtider för införandet (5–8 år) kan det vara lämpligt att använda en strategisk reserv liknande effektreserven under en övergångsperiod. Rapporten har remissbehandlats av Regeringskansliet (KN2023/02811).

Regeringen har sedan dess arbetat med inriktningen att det ska införas en ny strategisk reserv under 2025. I januari 2025 utfärdades Lag (2025:50) om finansiering av en kapacitetsmekanism för elmarknaden och i februari 2025 remitterades en förordning om en kapacitetsmekanism på elmarknaden (KN2025/00292). Den nya strategiska reserven ersätter den tidigare effektreserven som upphör att gälla 15 mars 2025.

6.6.2 Ekonomiska argument för olika marknadsutformningar

Dagens elmarknad är huvudsakligen av typen *energy-only*[46] där elleverantörer endast får ersättning för levererad elenergi (och inte för att tillgängliggöra kapacitet). Utifrån ett teoretiskt perspektiv kan denna marknadsform ge tillräckliga och effektiva incitament för investeringar givet att elpriserna tillåts stiga till värdet av förlorad last (VOLL) (Holmberg & Tangerås, 2023).

[46] Sverige har en begränsad strategisk reserv och balansmarknaden har kapacitetsmarknader.

Energy-only marknadens förmåga att bidra till optimala investeringar bygger på ett antal teoretiska antaganden om en väl fungerande energimarknad, exempelvis att det finns kompletta marknader, att elproducenter och elanvändare är pristagare och att riskneutralitet råder (eller att det finns lämpligt utformade kontrakt för riskhantering). Dessa antaganden är inte fullt ut uppfyllda i verkligheten, men den mer relevanta frågan är om avvikelserna är så pass stora så att energy-only-marknaden inte kan förväntas bidra till att det sker rimligt effektiva investeringar. Både i den akademiska diskussionen och bland marknadsaktörer saknas konsensus om huruvida energy-only-marknaden kan leverera tillräckliga och korrekta incitament för investeringar.

I praktiken existerar osäkerheter om bland annat framtida efterfrågan och asymmetrisk tillgång till information som kan störa marknadens förmåga att hitta en effektiv jämnvikt. Därför kommer det att inträffa perioder med under- eller överinvesteringar i produktion, energilager och efterfrågeflexibilitet. Liknande fenomen förekommer på alla råvarumarknader. Utöver detta kan även strukturella hinder, såsom överföringsbegräsningar i elnätet och långa ledtider i tillståndsprocesserna, påverka marknadens funktion och försvåra eller fördröja investeringar. Dessa faktorer kan begränsa möjligheterna att anpassa utbudet till efterfrågan och därmed ytterligare bidra till obalanser i elsystemet. Förutom att sådana osäkerheter skapar avvikelser från vad som är samhällsekonomiskt effektivt har de också en påverkan på bland annat resurstillräckligheten och risken för effektbrist med särskilt allvarliga konsekvenser vid perioder med underinvesteringar.

Underinvesteringar i elproduktionskapacitet med högt effektbidrag under ansträngda effektsituationer kan uppstå p.g.a. aktörers ovillighet att ta risker. Detta gäller särskilt för investeringar i anläggningar som förväntas användas under ett fåtal timmar per år i genomsnitt, men som är viktiga för att uppnå tillförlitlighetsnormen. Eftersom sådana investeringar är förknippade med stora osäkerheter finns det en risk för investeraren att stå med strandade kostnader[47] vid en överinvestering i förhållande till elanvändarnas effektbehov. Risken vid underinvesteringar är å andra sidan främst en minskad

[47] Strandade kostnader kan exempelvis innebära att hela eller delar av en befintlig investering i elinfrastruktur blir överflödig på grund av att regelverken eller marknadsförutsättningarna plötsligt ändras.

marknadsandel, vilket kan bedömas vara av mindre betydelse i jämförelse.

Motsvarande resonemang är tillämpbart även för andra investeringar, till exempel i energilager och efterfrågeflexibilitet som förväntas användas under några få timmar per år i genomsnitt och där antalet drifttimmar dessutom uppvisar stor variation mellan väderår. Således kan det uppstå avvikelser mellan aktörernas samlade investeringsbeslut och vad som är samhällsekonomiskt effektivt.

Risken för underinvesteringar i produktionskapacitet har sannolikt förstärkts sedan omregleringen 1996. Balansansvaret övergick då från att stora vertikalt integrerade energibolag hade ett fysiskt balansansvar[48] till att vara ett ekonomiskt ansvar. Detta innebär att den balansansvariga parten inte längre kan skydda sina kunder vid en avkortningssituation som leder till ofrivillig bortkoppling av elanvändare. Tidigare hade de lokala monopolen också möjlighet att vidareföra investeringskostnader direkt till kunderna, vilket innebar att finansieringen av reservkapacitet i hög grad säkerställdes. En konsekvens av omregleringen av elmarknaden var att flera reservkraftverk stängdes, då det saknades betalningsvilja på marknaden för att upprätthålla deras drift.

Det finns därför fog för att hävda att resurstillräcklighet delvis har drag av en kollektiv nyttighet då det inte går att hindra elanvändare från att förbruka el under en given timme så länge de håller sig inom ramen för sitt nätavtal. Detta kan ses som ett marknadsmisslyckande som riskerar att leda till att marknadsaktörerna saknar incitament att investera i kapacitet som sällan används (till exempel endast vid en extrem vinter).

Motsvarande utmaning kan också uppstå även i förhållande till investeringar som är i första hand motiveras av ett behov av energi (snarare än av effekt). Detta gäller i synnerhet om det finns stora osäkerheter kring efterfrågans utveckling tillsammans med långa ledtider för investeringar i ny elproduktion. Denna fråga diskuteras i kapitel 4.

Eftersom marknaden enligt ovanstående resonemang i princip aldrig kommer att vara i jämvikt är det mer intressant att analysera och jämföra resultatet av olika marknadsutformningar när man befinner sig utanför den långsiktiga jämvikten, eller där man lättar på

[48] Energibolaget utgjordes av ett lokalt monopol med ansvar för hela kedjan från produktion och distribution till leverans av el.

de teoretiska antagandena avseende till exempel fullständig information om framtiden, riskneutrala investerare, etc.

Det finns en omfattande ekonomisk litteratur där olika marknadsutformningar jämförs under mer realistiska förhållanden, exempelvis när det råder osäkerhet om den framtida utvecklingen av efterfrågan eller med andra avvikelser från den teoretiskt perfekta situationen (se exempelvis den här sammanställningen av Bublitz, Dogan, Florian, Christoph, & Wolf, 2019). Gemensamt för analysresultaten är att energy-only-marknaden sannolikt inte kommer att resultera i effektiva investeringar och en vanlig slutsats är också att kapacitetsmarknader av olika slag ger ett bättre utfall.

Tolkningen av den här citerade litteraturen är inte nödvändigtvis att det alltid är fördelaktigt att införa exempelvis kapacitetsmarknader eller andra kapacitetsmekanismer. Även kapacitetsmekanismer kommer i praktiken att ha ett antal imperfektioner både vad gäller utformning och implementering i praktiken (Holmberg & Tangerås, 2023). Poängen är snarare att man inte kan utgå ifrån att energy-only-marknaden kommer att resultera i ett effektivt utfall avseende resurstillräcklighet och risken för effektbrist i elmarknaden. Ur ett policyperspektiv behöver man jämföra ett realistiskt utfall av en energy-only-marknad med ett realistiskt utfall av en alternativ marknadsutformning vilket görs i avsnitt 6.6.5.

6.6.3 Rättsliga förutsättningar

Vid ett eventuellt införande av en kapacitetsmekanism eller ett stödsystem för icke-fossil flexibilitet inom EU måste medlemsstaterna följa de rättsliga ramar som fastställs i EU:s elmarknadsförordning och EU:s statsstödsregler.

Kapacitetsmekanismer enligt elmarknadsförordningen

ENTSO-E och Svenska kraftnät övervakar resurstillräckligheten i Sverige med en tidshorisont på upp till tio år. En kapacitetsmekanism syftar till att säkerställa att elmarknaden har tillräckliga resurser för att uppfylla den nationellt fastställda tillförlitlighetsnormen. Detta sker genom ekonomisk kompensation till aktörer som tillhanda-

håller kapacitet, vilket säkerställer att nödvändiga resurser finns redo vid behov.

Enligt elmarknadsförordningen ska medlemsstater som identifierar ett behov av en kapacitetsmekanism först överväga att införa en strategisk reserv. Om en strategisk reserv inte anses tillräcklig kan andra typer av kapacitetsmekanismer övervägas. Dessa mekanismer måste utformas i enlighet med förordningens detaljerade principer och notifieras till Europeiska kommissionen för godkännande enligt EU:s statsstödsregler. Se Svenska kraftnät (2022/3774) för en utförlig analys av de rättsliga förutsättningarna för att införa en kapacitetsmekanism. EU-kommissionen har lagt fram ett förslag som syftar till att effektivisera och förenkla ansökningsprocessen för kapacitetsmekanismer, vilket kan göra det enklare för EU-medlemsstater att införa sådana mekanismer.

Stödsystem för icke-fossil flexibilitet

Den reviderade elmarknadsförordningen, som trädde i kraft 2024, introducerar möjligheten för medlemsstater att införa stödsystem för icke-fossil flexibilitet. Dessa system syftar till att främja investeringar i flexibilitetsresurser som drivs utan fossila bränslen, såsom efterfrågeflexibilitet och energilagring, för att bättre integrera förnybar energi och säkerställa en stabil och effektiv drift av elsystemet.

Kommissionen anger i skäl 46 i samma förordning att den påskyndade utbyggnaden av förnybara energikällor kräver en ökad tillgång till flexibilitetslösningar för att säkerställa att de integreras i nätet och för att elsystemet och elnätet ska kunna anpassa sig till variationen i elproduktion och elanvändning över olika tidshorisonter.

I syfte att främja icke-fossil flexibilitet bör tillsynsmyndigheten, eller en annan myndighet eller enhet som utsetts av en medlemsstat, regelbundet bedöma behovet av flexibilitet på nationell nivå i elsystemet. Bedömningen ska ske på grundval av indata från systemansvariga för överföringssystem och systemansvariga för distributionssystem och genom tillämpning av en gemensam europeisk metod som varit föremål för offentligt samråd och godkänts av ACER.

Vid bedömningen av elsystemets flexibilitetsbehov bör hänsyn tas till alla befintliga och planerade investeringar, inbegripet befintliga tillgångar som ännu inte är anslutna till nätet, med avseende på

flexibilitetskällor såsom flexibel elproduktion, sammanlänkningar, efterfrågeflexibilitet, energilagring eller produktion av förnybara bränslen, p.g.a. behovet av att fasa ut fossila bränslen från energisystemet.

ACER bör regelbundet bedöma de nationella rapporterna och utarbeta en rapport på unionsnivå med rekommendationer om frågor av gränsöverskridande betydelse. På grundval av den nationella rapporten om flexibilitetsbehov bör medlemsstaterna fastställa ett vägledande nationellt mål för icke-fossil flexibilitet, inbegripet de respektive specifika bidragen av både efterfrågeflexibilitet och energilagring till det målet, vilket också bör återspeglas i deras integrerade nationella energi- och klimatplaner i enlighet med förordning (EU) 2018/1999. Mot bakgrund av dessa planer bör kommissionen kunna utarbeta en unionsstrategi om flexibilitet med särskilt fokus på efterfrågeflexibilitet och energilagring, som är förenlig med unionens energi- och klimatmål för 2030 och klimatneutralitetsmålet för 2050.

Kommissionen utvecklar i skäl 47 vilka mekanismer som de anser bör användas för att uppnå de nationella målen. För att uppnå det vägledande nationella målet för icke-fossil flexibilitet – inbegripet de respektive specifika bidragen av efterfrågeflexibilitet och energilagring, och i de fall där flexibilitetsbehoven inte tillgodoses genom undanröjande av marknadshinder och genom befintliga investeringar – bör medlemsstaterna kunna tillämpa stödsystem för icke-fossil flexibilitet som består av betalningar för den tillgängliga kapaciteten för icke-fossil flexibilitet.

Vidare bör medlemsstater som redan tillämpar en kapacitetsmekanism överväga att främja deltagandet av icke-fossil flexibilitet, såsom efterfrågeflexibilitet och energilagring, genom att omforma kriterier eller inslag utan att det påverkar tillämpningen av artikel 22 i elmarknadsförordningen. Medlemsstater som redan tillämpar en kapacitetsmekanism bör också kunna tillämpa stödsystem för icke-fossil flexibilitet om dessa system är nödvändiga för att uppnå det vägledande nationella målet för icke-fossil flexibilitet. Detta gäller särskilt när de anpassar sin kapacitetsmekanism för att ytterligare främja deltagandet av icke-fossil flexibilitet, såsom efterfrågeflexibilitet och energilagring. Dessa system bör täcka nya investeringar i icke-fossil flexibilitet, inbegripet investeringar i befintliga tillgångar, inbegripet sådana som syftar till att ytterligare utveckla efterfrågeflexibiliteten.

Artikel 19e i den reviderade elmarknadsförordningen innehåller detaljerade bestämmelser om hur flexibilitetsbehovet ska bestämmas på nationell och europeisk nivå. På nationell nivå ska tillsynsmyndigheten, eller en annan myndighet eller enhet som medlemsstaten utser, vartannat år anta en rapport om de uppskattade flexibilitetsbehoven på nationell nivå för en period på minst de fem till tio kommande åren med avseende på behovet av att på ett kostnadseffektivt sätt uppnå försörjningstrygghet och tillförlitlig försörjning. Detta ska ske enligt en metod som ACER beslutar[49].

Rapporten ska vara förenlig med den europeiska bedömning av resurstillräcklighet och de nationella bedömningarna av resurstillräcklighet som utförs. Rapporten ska vidare vara baserad på de uppgifter och analyser som tillhandahålls av varje medlemsstats systemansvariga för överföringssystem och systemansvariga för distributionssystem.

Rapporten ska åtminstone:

- utvärdera de olika typerna av flexibilitetsbehov, åtminstone på säsongs-, dygns- och timbasis, för att integrera el som produceras från förnybara källor i elsystemet, bland annat olika antaganden om elmarknadspriser, produktion och efterfrågan,
- beakta potentialen för icke-fossila flexibilitetsresurser, till exempel efterfrågeflexibilitet och energilagring, inbegripet aggregering och sammanlänkning, för att tillgodose flexibilitetsbehoven, både på överförings- och distributionsnivå,
- utvärdera hindren för flexibilitet på marknaden och föreslå relevanta begränsningsåtgärder och begränsningsincitament, inbegripet undanröjande av regleringshinder och möjliga förbättringar av marknader och tjänster eller produkter för systemdrift,
- utvärdera bidraget från digitaliseringen av överförings- och distributionsnäten för el, och
- beakta de flexibilitetskällor som förväntas vara tillgängliga i andra medlemsstater.

[49] Beslut ska enligt EU-bestämmelser ske senast juli 2025.

Artikel 19f i den reviderade elmarknadsförordningen anger att varje medlemsstat ska fastställa vägledande nationella mål för efterfrågeflexibilitet och energilagring utifrån den rapport som beskrivs ovan. Målen, inklusive åtgärder för att nå dem ska inkluderas i de integrerade nationella energi- och klimatplanerna som sedan överlämnas till Europeiska kommissionen för fortsatt beredning.

Om investeringar i icke-fossil flexibilitet är otillräckligt för att uppnå det vägledande nationella mål får medlemsstaterna enligt artikel 19g i samma förordning tillämpa stödsystem för icke-fossil flexibilitet som består av betalningar för tillgänglig kapacitet för icke-fossil flexibilitet. Medlemsstater som tillämpar en kapacitetsmekanism ska överväga att göra nödvändiga anpassningar i utformningen av kapacitetsmekanismerna för att främja deltagandet av icke-fossil flexibilitet, såsom efterfrågeflexibilitet och energilagring, utan att det påverkar möjligheten för dessa medlemsstater att använda de stödsystem för icke-fossil flexibilitet som avses i denna punkt.

Artikel 19h i samma förordning innehåller ett antal principer för stödsystemens utformning, bland annat att de ska begränsas till nya investeringar i resurser för icke-fossil flexibilitet, *till exempel* efterfrågeflexibilitet och energilagring. De ska också sträva efter att ta hänsyn till lokaliseringskriterier för optimal placering av nya flexibilitetsresurser. Stödsystemen ska bestå av betalningar för tillgänglig kapacitet utan att överskrida vad som krävs för att uppnå de nationella målen för flexibilitet.

EU:s statsstödsregler

Alla kapacitetsmekanismer och stödsystem för icke-fossil flexibilitet betraktas som statligt stöd och måste därför anmälas till och godkännas av Europeiska kommissionen innan de genomförs. Kommissionen granskar sådana åtgärder för att säkerställa att de är proportionerliga, icke-diskriminerande och inte snedvrider konkurrensen på den inre marknaden. Godkännanden ges vanligtvis för en period om högst tio år, varefter en ny prövning krävs.

6.6.4 Ökad risk för effektbrist i framtiden

Svenska kraftnät gör regelbundna bedömningar avseende hur resurstillräckligheten i Sverige förväntas att utvecklas i framtiden. Närmast återges Svenska kraftnät bedömningar av hur resurstillräckligheten kommer att utvecklas på kort och lång sikt baserat på de analyser som genomförts närmast i tid.

Bedömningar av resurstillräckligheten på medelfristig sikt

I den senaste resurstillräcklighetsbedömningen som genomfördes av den Europeiska samarbetsorganisationen för systemansvariga för el (ENTSO-E) framgår att risken för effektbrist i södra Sverige (elområde 3 och 4) överstiger den av regeringen fastställda tillförlitlighetsnormen på en timme för samtliga studerade analysår (2025, 2028, 2030 och 2033) (ENTSO-E, 2023). Detta är den första resurstillräcklighetsbedömning som har godkänts av Byrån för samarbete mellan energitillsynsmyndigheter i EU, ACER.

Svenska kraftnät har på uppdrag av regeringen i två rapporter som publicerades 2023[50] och 2024[51] bedömt resurstillräckligeten på upp till fem års sikt. Dessa analyser grundade sig på en sannolikhetsbaserad metod till skillnad från tidigare analyser som grundade sig på en statisk metod[52]. Den nationella resurstillräcklighetsbedömningen för Sverige uppfyller enligt Ei endast på en övergripande nivå de metodologiska krav som ställs på en nationell bedömning och ytterligare utvecklingsbehov finns för att den helt ska följa kraven enligt elmarknadsförordningen (Energimarknadsinspektionen, R2024:12). Den svenska nationella resurstillräcklighetsbedömningen har ännu inte skickats till ACER, vilket innebär att den inte utvärderats enligt bestämmelserna i elmarknadsförordningen. I den utsträckning resurstillräcklighetsbedömningarna ska användas som underlag för exempelvis politiska beslut, finns det därför skäl att ge större vikt åt den europeiska resurstillräcklighetsbedömningen.

[50] Kraftbalansen på den svenska elmarknaden, rapport 2023 (Svenska kraftnät, 2023/1019).
[51] En bedömning av resurstillräckligheten för svensk elförsörjning (Svenska kraftnät, 2023/2960).
[52] Övriga metodförändringar jämfört med analysen från 2023 är bland annat flödesbaserad beräkningsmetod och modellbaserade investerings/nedläggningsbeslut baserat på en ekonomisk bedömning av kraftslagens lönsamhet.

Sammanfattningsvis indikerar resultaten att antalet timmar per år med risk för effektbrist (LOLE) i elområde 4 och i viss utsträckning elområde 3 överstiger den av regeringen beslutade tillförlitlighetsnormen på en (1) timme vilket framgår av tabell 6.1.

Tabell 6.1 Antal timmar med risk för effektbrist (LOLE) 2024–2028

	2024	2025	2026	2027	2028
SE1	0,00	0,01	0,00	0,62	0,00
SE2	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
SE3	0,00	0,04	0,00	0,18	2,24
SE4	1,36	1,81	3,40	3,05	0,90
Sverige	1,36	1,85	3,40	3,70	2,95

Källa: Svenska kraftnät (2023/2960).

Resultaten är dock känsliga bland annat för antaganden om tillgänglighet hos kärnkraftverken. Även antaganden om tillgänglig efterfrågeflexibilitet och energilagringskapacitet och deras priskänslighet påverkar resultaten. Om Sveriges största kärnkraftsreaktor Oskarshamn 3 med 1,4 GW installerad effekt inte skulle vara i drift skulle LOLE se betydligt sämre ut. Ett grovt överslag ger vid handen att indikatorn då skulle öka med en faktor 4. Dock sker ett trendbrott mot slutet av analysperioden och indikatorn för analysåret 2028 ser betydligt bättre ut, med undantag för SE3. Svenska kraftnät bedömer att det sannolikt beror på att flera nätförstärkningar mellan SE1 och SE2 då antas vara driftsatta.

Mer om måttet resurstillräcklighet och dess begränsningar

En resurstillräcklighetsbedömning genererar bland annat en indikator som beskriver det genomsnittliga antalet timmar med effektbrist (LOLE) som förväntas uppstå per elområde och år. Genomsnittet beräknas genom att för varje analysår simulera 245 gånger med 35 väderår och 7 årsserier med slumpmässiga otillgängligheter på förbindelser och produktionsanläggningar.

Beräkningarna är känsliga för antaganden avseende bland annat volymen efterfrågeflexibilitet och energilager och kostnaden för dess aktivering. Det finns en genuin osäkerhet om hur de relevanta teknikslagen kommer att utvecklas, särskilt när det kommer till

kostnaderna för att realisera flexibilitet från vätgasproduktion. På lite längre sikt finns osäkerhet om elanvändningen och den teknologiska utvecklingen hos enskilda kraftslag, såväl som ekonomiska och politiska faktorer som påverkar deras lönsamhet. Denna osäkerhet ökar med planeringshorisonten. EU-rätten anger att en resurstillräcklighetsbedömning ska göras på upp till tio års sikt. Med denna planeringshorisont finns avsevärda osäkerheter som gör att precisionen i en resurstillräcklighetsbedömning med nödvändighet är låg.

När det gäller vilka faktorer som driver upp genomsnittligt LOLE i södra Sverige anger Svenska kraftnät att det ofta krävs flera samverkande faktorer för att effektbrist ska uppstå. Fram till och med 2027 är det vanligen bortfall av en utlandsförbindelse (p.g.a. tekniskt fel eller ansträngd effektbalans i utlandet) i kombination med hög förbrukning och minskad produktionskapacitet (bortfall av kärnkraft eller låg produktion från vindkraften) som ligger till grund för effektbristen. I de simuleringar där dessa samverkande faktorer sammanfaller kan effektbristen vara ihållande över flera timmar vilket drar upp genomsnittet. Detta kan indikera att det krävs flexibilitetsresurser med längre uthållighet (eller flera system med begränsad uthållighet) för att motverka att effektbrist uppstår. Notera dock att resultatet i upp till hälften av de simulerade åren inte uppvisar någon enda timme med effektbrist, vilket framgår av tabell 6.2. Risken för att effektbrist uppstår är som störst år 2026 och 2027. Här uppstår effektbrist i minst ett elområde under cirka 70 procent av de simulerade åren.

Tabell 6.2 Antal simuleringar utan någon enda timme med effektbrist, procent inom parentes

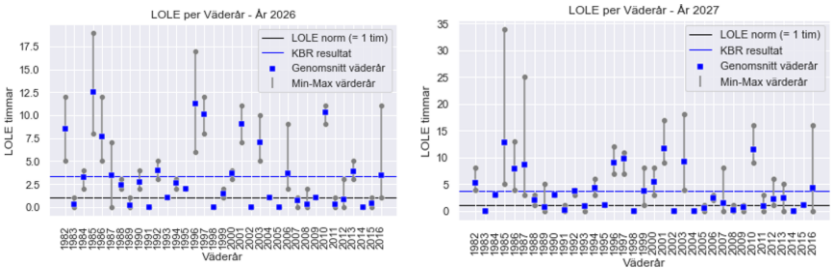
Totalt antal simuleringar är 245 stycken

Elområde	2024	2025	2026	2027	2028
SE1	245 (100)	244 (99)	245 (100)	213 (87)	245 (100)
SE2	245 (100)	245 (100)	245 (100)	245 (100)	245 (100)
SE3	244 (99)	242 (98)	245 (100)	225 (91)	148 (60)
SE4	126 (51)	123 (50)	69 (28)	74 (30)	187 (76)
Sverige	126 (51)	122 (49)	69 (28)	69 (28)	138 (56)

Källa: Svenska kraftnät.

Svenska kraftnät uppger att metoden måste utvecklas[53] för att kunna ligga till grund för att dimensionera en kapacitetsmekanism. För att få en känsla för hur stora utmaningar det kan röra sig om är det ändå användbart att bryta ner simuleringarna per väderår och göra kompletterande analyser. I figur 6.6 framgår utfallet i termer av minsta, maximala och genomsnittliga simulerade LOLE per väderår för de studerade analysåren 2026 och 2027. Det var några extremt kalla vintrar i mitten av 1980-talet och 1985 är det väderår[54] som uppvisar störst utmaningar och det genomsnittliga antalet timmar med effektbrist är cirka 12,5 timmar för de marknadsförhållanden som antas råda 2026 och 2027. Spridningen är också stor och det maximala antalet timmar med effektbrist är 34 timmar.

Figur 6.6 LOLE per väderår (medel och min/max) för analysåren 2026 och 2027



Källa: Svenska kraftnät.

Det är i allmänhet inte ekonomiskt motiverat att dimensionera en kapacitetsmekanism för 100 procent av de bristsituationer som kan uppstå eftersom kostnaden då förväntas överväga nyttan. I stället bör en central planerare, lämpligen Svenska kraftnät, dimensionera mekanismen så att tillförlitlighetsnormen på en timme (grå streckad horisontell linje i figur 6.6) möts till lägst kostnad. Vid dimensioneringen bör planeraren både beakta hur mycket kapacitet som behöver tillföras elmarknaden under situationer med ansträngd effektbalans och vilken uthållighet den tillförda kapaciteten bör ha för att möta tillförlitlighetsnormen.

[53] Bland annat bör antalet simuleringar vara större.
[54] Året 1985 uppmätte stark köld under perioden jan–feb vilket följdes av en sval vår, nederbördsrekord i juli–aug och tidig vinter i okt/nov.

I tabell 6.3 framgår effektbristens volym per timme (GWh) för olika percentiler vilket kan ge vägledning för hur mycket kapacitet som krävs för att nå tillförlitlighetsnormen. Här framgår att en volym om 0,6–1,5 GWh per timme räcker för att motverka hälften av alla förväntade bristsituationer i Sverige. Som jämförelse uppgår den maximala elförbrukning som brukar uppmätas i Sverige till cirka 25 GWh per timme. Om den angivna volymen räcker för att nå tillförlitlighetsnormen förutsätter fördjupade analyser och simuleringar.

Tabell 6.3 Effektbristens volym per timme (GWh) för olika percentiler

Analysperioden 2024–2028

Percentil	2024	2025	2026	2027	2028
50	1,53	1,11	1,11	1,04	0,62
75	2,41	1,92	2,1	1,92	1,15
95	3,83	3,22	4,17	3,44	2,02
99	5,25	3,94	4,76	4,49	2,98

Källa: Svenska kraftnät.

Hur varaktiga bristsituationerna är ger vägledning om hur uthållig den tillförda kapaciteten bör vara. I tabell 6.4 framgår kapacitetsbristens sammanhängande varaktighet (timmar) för olika percentiler. Här framgår att en till två timmars varaktighet räcker för att adressera 50 procent av alla situationer med effektbrist.

Tabell 6.4 Effektbristens varaktighet (timmar) för olika percentiler

Percentil	2024	2025	2026	2027	2028
50	1	2	1	1	2
75	2	2	2	2	3
95	3	3	4	4	5
99	3	4	4	6	7

Källa: Svenska kraftnät.

En analys av simulerade handelsflöden på sammanlänkningarna mellan södra Sverige (SE4) och Polen (PL) samt Tyskland (DE) visar att exporten från Sverige till Tyskland dominerar, även vid effektbrist i Sverige (se tabell 6.5). Detta indikerar tydligt att vid sådana

bristsituationer är det osannolikt att det finns tillgänglig produktionskapacitet i Tyskland för import till Sverige. Gällande Polen är situationen den omvända, eftersom Sverige med undantag från 2024 importerar el under en övervägande majoritet av timmarna med bristsituation i SE4. En sådan här analys kan ligga till grund för att beräkna det förväntade effektbidraget från sammanlänkningar vid bristsituationer, vilket är ett krav vid en eventuell tillämpning av en marknadsomfattande kapacitetsmekanism.

Tabell 6.5 Export och import mellan SE4 och Tyskland/Polen vid en bristsituation i SE4. Timmar då förväntad ej levererad energi (EENS) är större än noll

Analysperioden 2024–2028

Område	2024	2025	2026	2027	2028
Timmar med import från Tyskland och/eller Polen samtidigt som EENS i Sverige					
DE	19	114	234	149	156
PL	123	228	516	422	193
DE/PL	**123**	**243**	**531**	**433**	**194**
Antal timmar med export till Tyskland och/eller Polen samtidigt som EENS i Sverige					
DE	310	326	529	595	35
PL	147	142	187	173	17
DE/PL	**312**	**328**	**543**	**599**	**35**
Totalt antal timmar med effektbrist i Sverige					
SE4	**333**	**444**	**834**	**748**	**221**

Källa: Svenska kraftnät.

I detta sammanhang bör det nämnas att Ei som en allmän princip har föreslagit att LOLE och VOLL ska användas vid dimensioneringen av en strategisk reserv, i enlighet med elmarknadsförordningen (Energimarknadsinspektionen, R2024:09).

Bedömningar av resurstillräckligheten på längre sikt

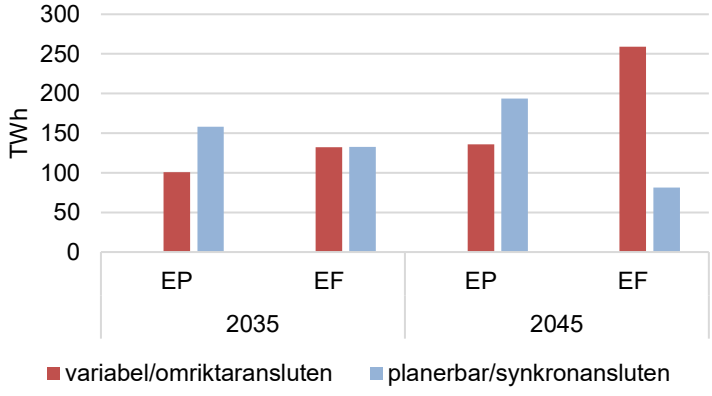
I Svenska kraftnäts långsiktiga marknadsanalys (LMA) från 2024 återfinns resurstillräcklighetsbedömningar för fyra långsiktiga scenarier för hur det svenska och nordeuropeiska elsystemet kan utvecklas fram till 2050 (Svenska kraftnät, 2023/4164). Scenarierna är ingen prognos för det framtida elsystemet utan ett verktyg för att

analysera behoven i framtidens elsystem. Svenska kraftnät har till utredningen inkommit med en promemoria[55] innehållande fördjupade analyser avseende de två scenarier som representerar en möjlig framtid med hög elanvändning benämnd elektrifiering planerbart (EP) och elektrifiering förnybart (EF).

Både EP- och EF-scenariot präglas av en hög efterfrågan på el som främst beror på en storskalig elektrifiering av industrin. Totalt motsvarar efterfrågan år 2045 omkring 340 TWh i dessa scenarier. Skillnaderna mellan scenarierna består i huvudsak av hur den ökade efterfrågan på el möts. I EP-scenariot sker det genom att såväl planerbar (framför allt kärnkraft) som variabel (förnybar) elproduktion tillkommer, medan efterfrågan i EF-scenariot i stället enbart möts genom en utbyggnad av variabel elproduktion samtidigt som den befintliga kärnkraftsproduktionen avvecklas, se figur 6.7.

Figur 6.7 Produktion (TWh) från variabla/omriktaranslutna* och planerbara/synkronanslutna produktionskällor**

Scenarierna EP och EF för analysåren 2035 och 2045



*Variabel/omriktaransluten: vindkraft land och hav, solkraft.
**Planerbar/synkronansluten: vattenkraft, kärnkraft, termisk kraft.
Källa: Svenska kraftnät (2023/4164).

Svenska kraftnät motiverar valet av scenarier (EP och EF) med att de har liknande nivå på det framtida elbehovet, vilket ökar jämförbarheten mellan dem. Valet av scenarier möjliggör även en analys av hur skillnaderna i elproduktionsmix påverkar resurstillräckligheten.

[55] Promemoria från Svenska kraftnät inkommen den 13 december 2024.

Oavsett scenario är det en stor andel variabel elproduktion i systemet. År 2035 uppgår andelen variabel produktion till mellan 40 och 50 procent i båda scenarierna. År 2045 är skillnaderna större, men i EP-scenariot bedöms andelen variabel produktion ändå uppgå till över 40 procent.

Sedan LMA 2024 publicerades har flera händelser inträffat hos industriella aktörer som bedöms minska den långsiktiga efterfrågan på el, eller skjuta förbrukningsökningar i tid, i förhållande till de scenarier som redovisas här. I oktober 2024 publicerade till exempel branschsammanslutningen SKGS (Skogen, Kemin, Gruvorna och Stålet) en reviderad bedömning av industrins elbehov för 2030 och 2035. Utifrån de investeringsbeslut som företagen kommunicerat justerades uppskattningen nedåt, med en minskning på 13 TWh till 2030 och 17 TWh till 2035, jämfört med den bedömning som gjordes ett halvår tidigare (SKGS, 2024). Det är oklart hur dessa och andra revideringar sammantaget skulle påverka resultaten, eftersom inga nya modelleringar av elsystemet har genomförts för analysåren 2035 och 2045. Svenska kraftnät gör bedömningen att den största skillnaden i efterfrågan hade uppstått för analysåret 2045.

Möjligheterna att uppnå tillförlitlighetsnormen beror i hög grad på produktionsmixen. Svenska kraftnät bedömer att den svenska tillförlitlighetsnormen på en timme med förväntad effektbrist per år inte – med de givna antagandena – upprätthålls i något av de två elektrifieringsscenarierna, med hänsyn till de mycket omfattande volymer av efterfrågeflexibilitet som skulle krävas för att uppnå normen.

Enligt simuleringarna i LMA 2024 uppstår ett mycket högt antal timmar med förväntad effektbrist i både EP- och EF-scenarierna under antagandet att det inte finns någon flexibilitet på efterfrågesidan. Den stora skillnaden ligger i att antalet timmar med effektbrist faller betydligt snabbare i EP-scenariot än i EF-scenariot när man antar olika nivåer på efterfrågeflexibilitet. Svenska kraftnät bedömer vidare att det kommer att krävas betydligt fler åtgärder, antingen för att få till flexibilitet på efterfrågesidan eller för att tillföra flexibel produktion eller energilager i EF-scenariot än i EP-scenariot. En tydlig slutsats som Svenska kraftnät drar är att det i båda scenarierna med omfattande elektrifiering (där vätgasproduktion står för en stor del av elbehovet) är centralt att de tillkommande elektrolysörerna har en betydande flexibilitet i sin förbrukning för att tillförlitlighetsnormen ska uppnås.

6.6.5 Utvärdering av tre långsiktiga mekanismer för att främja kapacitet och flexibilitet

En kapacitetsmekanism är en åtgärd som syftar till att säkerställa att det finns tillräckligt med produktionsresurser, efterfrågeflexibilitet och energilager för att möta efterfrågan på el, även under perioder med hög belastning. En kapacitetsmekanism kan antingen vara riktad, där ekonomisk ersättning ges till en begränsad skara kapacitetsleverantörer, eller marknadsomfattande där i princip alla kapacitetsleverantörer kan få en kapacitetsersättning. Svenska kraftnät har tidigare gjort bedömningen att en riktad kapacitetsmekanism endast kan utformas som en strategisk reserv där deltagande kapacitetsleverantörer inte får delta i elmarknaden. Denna slutsats kan dock enligt utredningen behöva modifieras i och med den reviderade elmarknadsförordningen som medger riktade stöd till investeringar i icke-fossil flexibilitet, utan krav på att de resurser som erhåller en kapacitetsbetalning ska hållas utanför elmarknaden.

En strategisk reserv är, som tidigare nämnts i avsnitt 6.6.3, förstahandsvalet enligt EU-rätten för att hantera ett konstaterat resurstillräcklighetsproblem. Ett införande av en marknadsomfattande kapacitetsmekanism, som är en mer ingripande åtgärd, behöver därför motiveras noga. Svenska kraftnät utvärderade i en rapport från 2023 på ett övergripande plan de två kapacitetsmekanismerna samt olika designval förknippade med en marknadsomfattande kapacitetsmekanism i mer detalj (Svenska kraftnät, 2022/3774). En avgörande skillnad mellan en strategisk reserv och en marknadsomfattande kapacitetsmekanism är att i den senare kräver EU-rätten att aktörer i andra länder får delta, vilket skapar utmaningar i den praktiska tillämpningen. Denna aspekt är något som utredningen vill framhålla särskilt. Detta är något som den systemansvariga för överföringssystemet i Belgien har fått erfara på senare tid vid implementeringen av en marknadsomfattande kapacitetsmekanism eftersom det bland annat kräver omfattande datautbyte med syfte att verifiera tillgängligheten hos deltagande kapacitetsleverantörer[56].

[56] Samtal med en analytiker på Elia (belgisk TSO) med ansvar för att utforma den belgiska kapacitetsmekanismen.

Utländskt deltagande i en kapacitetsmekanism

Huvudregeln enligt artikel 26 i elmarknadsförordningen är att en kapacitetsmekanism ska vara öppen för direkt utländskt deltagande. För en strategisk reserv är det dock enligt artikel 26.1 i samma förordning möjligt att göra avsteg från kravet på utländskt deltagande om det inte är tekniskt genomförbart. Eftersom en strategisk reserv endast får användas när deltagande resurser i elmarknaden inte förmodas räcka till för att balansera elanvändningen kommer importmöjligheterna till elområdet i det läget per definition redan att vara uttömda. Därför är det inte tekniskt möjligt att tillåta direkt utländskt deltagande i en strategisk reserv.

Kravet på att en marknadsomfattande kapacitetsmekanism ska vara öppen för direkt utländskt deltagande är en komplicerande faktor vid ett eventuellt införande eftersom det förutsätter samråd med berörda länder samt upprättande av en gemensam infrastruktur som möjliggör kontroll och verifiering av tillgängligheten hos utländska kapacitetsleverantörer.

Artikel 26 i elmarknadsförordningen fastställer flera villkor för kapacitetsmekanismer som inte är en strategisk reserv avseende hur de ska möjliggöra gränsöverskridande deltagande av kapacitetsleverantörer i en annan medlemsstat. Svenska kraftnät bedömer att möjligheter till utländskt deltagande sannolikt är en förutsättning för ett godkännande av en marknadsomfattande kapacitetsmekanism, vilket också är fallet i samtliga beslut som EU-kommissionen fattat de senaste åren. Dock ifrågasätter Svenska kraftnät effektiviteten i gränsöverskridande deltagande från länder utan kapacitetsmarknader vad gäller påverkan på resurstillräckligheten i Sverige eftersom införandet av en sådan mekanism inte bedöms leda till investeringar i ny kapacitet i dessa länder. Sveriges sammanlagda importkapacitet är 10,3 GW. Den kapacitet som upphandlas i angränsande länder kommer i en bristsituation att vara avsevärt mycket lägre eftersom den beror på den förväntade tillgängligheten på utlandsförbindelser och tillgången på ej avropade bud i utlandet vid bristsituationer. Man bör också ha i åtanke att delar av importkapaciteten går till norra Sverige och därmed inte ger ett direkt bidrag vid en bristsituation i södra Sverige.

Sverige är en stor nettoexportör av el på årsbasis. Den höga graden av sammanlänkning med angränsande länder innebär en över-

hängande risk för läckage vid ett ensidigt införande av en marknadsomfattande kapacitetsmekanism. Effekten av en stärkt resurstillräcklighet i Sverige blir alltså en ökad resurstillräcklighet i angränsande länder utan att dessa behöver vidta några åtgärder. På kort sikt kan ett läckage innebära att åtgärden leder till ökad resurstillräcklighet i omkringliggande länder genom ökad nettoexport från Sverige till dem under timmar med ansträngd effektbalans. På längre sikt kan nyinvesteringar i produktionskapacitet i Sverige också tränga undan investeringar i omkringliggande länder vilket ytterligare förstärker läckaget under timmar med ansträngd effektbalans. Sammantaget leder det till att införandet av en marknadsomfattande kapacitetsmekanism kan bli en dyr åtgärd med en begränsad effekt på den nationella resurstillräckligheten. Detta illustrerar vikten av att koordinera ett eventuellt införande av en marknadsomfattande kapacitetsmekanism med omkringliggande länder.

Stödsystem för icke-fossil flexibilitet

Nya EU-bestämmelser skapar nya möjligheter att ge riktade stöd till investeringar i icke-fossil flexibilitet, till exempel efterfrågeflexibilitet och energilagring. Stöden, i form av en kapacitetsbetalning, ska sträva efter att ta hänsyn till lokaliseringskriterier för optimal placering av nya flexibilitetsresurser med syfte att bättre integrera förnybar energi och säkerställa en stabil och effektiv drift av elsystemet. Det saknas dock ännu erfarenheter från hur dessa bestämmelser ska tillämpas. Ett eventuellt införande måste därför föregås av noggranna analyser samtidigt som metoder och samarbetsformer är under framtagning på europeisk nivå.

En försiktig tolkning av den reviderade elmarknadsförordningen är att stödsystem för icke-fossil flexibilitet kan vara en flexibel mekanism för att adressera såväl bristande kapacitet i elnäten som resurstillräcklighet i elmarknaden. Därmed kan det ge de systemansvariga bättre förutsättningar att samplanera produktion och elnät i den fortsatta systemutvecklingen.

Den här möjligheten är dock inte utan utmaningar. Givet att flexibilitetsbehovet är kartlagt är det relativt enkelt att ta hänsyn till lokaliseringskriterier för en optimal placering av nya flexibilitetsresurser i samband med den konkurrensutsättning av kapacitetsleverantörer

som den reviderade elmarknadsförordningen föreskriver. Detta torde leda till att ny flexibilitet tillkommer på platser där det behövs i elnätet. Mer utmanande är möjligen mekanismen för att säkerställa tillgängligheten hos dessa resurser när det behövs av nätskäl. Elområdespriset innehåller inte nödvändigtvis information om när interna överföringsbegränsningar uppstår. Om inte detta hanteras vid kontraktsutformningen behöver detta hanteras med hjälp av en potentiellt kostsam omdirigering.

Riktade och teknikspecifika kapacitetsmekanismer till nyinvesteringar har länge varit förbjudna inom EU-rätten, se (Hancher, de Hauteclocque, Huhta, & Sadowska, 2022) för en rättsanalys. Stöd till icke-fossil flexibilitet så som till exempel efterfrågeflexibilitet och energilager är per definition inte teknikneutral vilket kan göra mekanismen onödigt kostsam för skattebetalarna. Tillägget *till exempel* öppnar dock upp för fler icke-fossila tekniker vilket också är en slutsats som dras av flera aktörer som utredningen varit i kontakt med. En analys av det svenska flexibilitetsbehovet kommer att ge svar på frågan avseende hur mycket flexibilitet som behövs och var, samt på vilka tidshorisonter. Om behoven indikerar flexibilitetsresurser med lång uthållighet krävs förmodligen icke-fossil värmekraft så som gasturbiner[57] och kraftvärme[58], stora vätgaslager eller pumpkraftverk för att möta behoven.

Konsekvensanalys av kapacitetsmekanismer

Införandet av en marknadsomfattande kapacitetsmekanism skulle innebära en betydande förändring av svensk elmarknad. För att analysera konsekvenserna för den svenska och nordiska elmarknaden och dess aktörer har Svenska kraftnät under 2024 uppdragit åt konsultbolaget DNV att tillsammans med Compass Lexecon att genomföra en konsekvensanalys av införandet av kapacitetsmekanismer (Compass Lexecon, 2025). I detta avsnitt presenteras ett urval av antaganden, resultat och slutsatser från konsekvensanalysen.

Svenska kraftnät har inkluderat tre marknadsutformningar i konsekvensanalysen; energy-only-marknad, strategisk reserv, samt en

[57] Förutsatt att anläggningen drivs av icke-fossila bränslen, till exempel vätgas (om den produceras fossilfritt), biogas och syntetiska bränslen från förnybara källor.
[58] Förutsatt att anläggningen drivs av icke-fossila bränslen, till exempel biobränslebaserad kraftvärme (till exempel skogsflis, pellets eller biogas), avfallsförbränning med hög andel biogent avfall eller vätgasbaserad kraftvärme (om vätgasen är fossilfri).

marknadsomfattande kapacitetsmekanism. Analysen är modellbaserad där elmarknaden simuleras för att beräkna påverkan på bland annat resurstillräcklighet, produktionsmix, elpriser, handelsflöden och samhällsekonomisk nytta vid olika marknadsutformningar.

Resurstillräcklighetsbedömningen är något förenklad jämfört med de lagstadgade bedömningar av resurstillräckligheten inom EU som exempelvis görs inom ENTSO-E. Bland annat har endast tre väderår simulerats, vilket innebär att tillförlitligheten i analysen är lägre jämfört med de officiella resurstillräcklighetsbedömningarna. Syftet med studien har dock inte varit att genomföra en fullskalig bedömning av resurstillräckligheten, utan snarare att analysera konsekvenser av olika val kopplade till kapacitetsmekanismer. I det syftet har större vikt lagts vid att studera elproduktionens sammansättning, vilket också inbegriper användningen av energilager och efterfrågeflexibilitet. Denna analys bygger på metoden för en ekonomisk lönsamhetsbedömning (*Economic Viability Assessment*) som utförs inom de officiella resurstillräcklighetsbedömningarna där investeringar i olika tekniskslag bestäms endogent i analysen. I denna kontext betyder endogent att modellen själv räknar ut vilka investeringar som är lönsamma, i stället för att de förutsätts i förväg. Beräkningen baseras på faktorer som elpriser, kostnader och marknadsförutsättningar, och modellen optimerar investeringarna utifrån dessa parametrar.

Konsekvensanalysen är, som tidigare nämnts, baserad på två utav fyra scenarier som tagits fram i LMA 2024; Elektrifiering Förnybart (EF) och Elektrifiering Planerbart (EP). Därtill har ytterligare ett scenario, med ett specifikt fokus på flexibilitet i systemet, analyserats. Vissa justeringar i scenariodata för EF och EP har tillämpats i analyserna, där de huvudsakliga förändringarna består av:

- Norden modelleras enligt scenarier från ENTSO-E:s nätutvecklingsplan 2022 (TYNDP)[59].
- Justerad kapacitet för installerad vindkraft p.g.a. olika produktionsprofiler i syfte att upprätthålla energibalanser på årsbasis.
- Uppdaterad information gällande bränslepriser och investeringskostnader.
- Frånvaro av Hansa PowerBridge som inte antas byggas.

[59] ENTSO-E 2022, *TYNDP 2022*. Hämtat den 14 februari 2025 från https://tyndp.entsoe.eu/.

Sverige påverkas till stor del av elsystem utanför landets gränser, framför allt de andra nordiska länderna men också övriga Europa. Simuleringsmodellen omfattar därför EU:s 27 medlemsländer samt Storbritannien, Schweiz, Norge, Balkan och Turkiet. På Europanivå har scenarier motsvarande LMA hämtats från TYNDP; Distributed Energy (DE, motsvarande EF i LMA) och Global Ambition (GA, motsvarande EP i LMA).

I konsekvensanalysen jämförs tre möjliga alternativa marknadsutformningar:

- Energy-only-marknad (EOM) – där investeringar i kapacitet enbart drivs av intäkter från energimarknaden.
- Strategisk reserv (SR) – en begränsad volym av kapacitet upphandlas och som i övrigt hålls utanför energimarknaden.
- Marknadsomfattande kapacitetsmekanism (CRM) – en centraliserad marknadsomfattande kapacitetsmekanism där den totala kapacitet som antas krävas för att säkerställa att tillförlitlighetsnormen uppfylls upphandlas, och som får delta på energimarknaden.

För att studera känsligheten i resultaten för vissa ingående parametrar har två känslighetsanalyser genomförts:

- Pristak på dagen-föremarknaden: Pristaket höjdes i känslighetsanalysen från 4 000 till 8 000 euro/MWh, vilket ligger nära värdet av rådande VOLL. Pristaket påverkar lönsamheten och därmed investeringsbesluten i ny kapacitet eller existerande kapacitet som övervägs stängas ner. Ett högre pristak i linje med VOLL antas ge samhällsekonomiskt effektiva incitament till investeringar i energy-only-marknaden. Som jämförelse är det rådande pristaket på dagen före-marknaden 4 000 euro/MWh.
- I modelleringen beskrivs aktörernas investeringsvilja i olika teknologier genom en genomsnittlig kapitalkostnad (WACC, weighted average cost of capital) samt specifika riskfaktorer kopplade till regleringsrisk och marknadsvolatilitet (så kallad riskpremie). Dessa faktorer tillsammans utgör en kalkylränta, vilket är den lägsta avkastning en investering måste uppnå för att antas genomföras. Genom att höja kalkylräntan kan analysen visa hur en ökad riskaversion hos anläggningsägare och kreditgivare påverkar investeringsbeslut.

Tabell 6.6 ger en översikt över de viktigaste resultaten för de analyserade alternativen, med fokus på resurstillräcklighet (LOLE), produktionsmix, prispåverkan och samhällsekonomiska effekter. För scenariot med extra stora volymer flexibilitet tillgängligt uppstår inga resurstillräcklighetsproblem i fallet med energy-only (LOLE ligger i intervallet 0–1), och följaktligen heller inte något av de andra fallen med en marknadsomfattande mekanism eller strategisk reserv. Detta scenario redovisas därför inte i den översiktliga tabellen.

Tabell 6.6 Resultat från konsekvensanalys av olika marknadsutformningar

Marknads-utformning	Effekter	Elektrifiering Förnybart, baserad på DE	Elektrifiering planerbart, baserad på GA
Energy-only	LOLE	5–14 timmar	1–4 timmar
Strategisk reserv	Påverkan på produktionsmix	1–4 GW ytterligare energilager och efterfrågeflexibilitet, särskilt efter kärnkraftsavvecklingen 2045.	0,3–0,9 GW ytterligare energilager och efterfrågeflexibilitet.
Strategisk reserv	Samhällsekonomiska nettoeffekter för samhället	Fördelarna med ökad resurstillräcklighet är större än kostnaden för strategisk reserv 2030 och 2035 men lägre från 2040.	Fördelarna med ökad försörjningstrygghet större än kostnaden för strategisk reserv perioden 2030 till 2040 men lägre från 2045.
Marknadsomfattande kapacitetsmekanism	Prispåverkan	Prissänkning med 1–8 euro/MWh i genomsnitt.	Prissänkning med 1–5 euro/MWh i genomsnitt.
Marknadsomfattande kapacitetsmekanism	Påverkan på produktionsmix	Ytterligare 4,5–5,5 GW kapacitet främst från efterfrågeflexibilitet. En liten minskning av gasturbiner (OCGT) före 2045, följt av en ökning av både OCGT och gaskombikraftverk (CCGT) efter kärnkraftsavvecklingen 2045.	Ytterligare 3,5–4,5 GW kapacitet främst från efterfrågeflexibilitet. En liten minskning av OCGT kapacitet efter 2035.
Marknadsomfattande kapacitetsmekanism	Samhällsekonomiska nettoeffekter för samhället	Fördelarna med ökad resurstillräcklighet lägre än kostnaden för marknadsomfattande kapacitetsmekanism leder till minskat välstånd i samhället	Fördelarna med ökad resurstillräcklighet lägre än kostnaden för marknadsomfattande kapacitetsmekanism leder till minskat välstånd i samhället

Källa: Svenska kraftnät.

Som tabell 6.6 visar uppfylls inte tillförlitlighetsnormen med en renodlad energy-only-marknad i något av de två studerade scenarierna. I ett scenario med ett antagande om en extra stor volym tillgänglig flexibilitet uppstår dock inga resurstillräcklighetsproblem med en energy-only-marknad, och följaktligen heller inte i någon av de andra marknadsutformningarna med en marknadsomfattande mekanism eller strategisk reserv. Värt att notera är att i fallet med energy-only

tillkommer kapacitet i form av gasturbiner (OCGT) och gaskombikraftverk (CCGT) i EF-scenariot. Även i EP-scenariot tillkommer gasturbiner redan 2035, dock i en mindre omfattning och enbart OCGT. Gasturbinerna förutsätts primärt eldas med biogas och vara redo för användning med vätgas som bränsle. De används enligt modellresultaten endast vid bristsituationer och nyttjandegraden är låg, cirka 1–5 procent för OCGT beroende på analysår och elområde.

Även om tillförlitlighetsnormen inte uppfylls i något av huvudscenarierna är resurstillräcklighetsutmaningen betydligt större i EF-scenariot än i EP-scenariot. Fler åtgärder krävs därmed i EF-scenariot för att säkerställa resurstillräckligheten i systemet. Skillnaden i den förväntade kostnaden för effektbrist mellan scenarierna för åren 2040–2045 kan uppskattas till i storleksordningen 100 miljoner euro per år. Kostnaden för samhällsekonomiskt effektiva åtgärder för att säkerställa att tillförlitlighetsnormen uppnås bör därför vara i samma storleksordning.

En marknadsomfattande kapacitetsmekanism främjar enligt konsekvensanalysen investeringar i framför allt efterfrågeflexibilitet, men också en viss ökning av gasturbiner för att möta tillförlitlighetsnormen om 1 timme per år. Också i fallet med en strategisk reserv består tillkommande kapacitet främst av efterfrågeflexibilitet.

De investeringar som möjliggörs i en marknadsomfattande kapacitetsmekanism innebär en minskad risk för effektbrist och en prissänkning på energimarknaden motsvarande 1–8 euro/MWh för EF-scenariot och 1–5 euro/MWh för EP-scenariot. Dock är systemet förenat med kostnader som sannolikt kommer att finansieras av elanvändarna. Nettoffekten för samhället är osäker och analysen indikerar att de samlade kostnaderna för samhället knappt överstiger nyttorna för båda scenarierna.

Vad gäller en marknadsutformning med en strategisk reserv indikerar modellresultaten i början av analysperioden att den är samhällsekonomiskt effektiv för båda scenarierna EF och EP. För senare analysår sjunker nettonyttan och blir negativ mot 2040 i EF-scenariot och 2045 i EP-scenariot. Framför allt i EF-scenariot uppstår ett stort effektbehov 2045 till följd av antaganden om att kärnkraften når sin ekonomiska livslängd.

I EF-scenariot med energy-only-marknad har två känslighetsanalyser utförts; ett högre pristak i dagen före-marknaden och minskad benägenhet att ta risker för investerare genom en ökad kalkyl-

ränta. Resultaten visar en del likheter, bland annat tillkommer en relativt stor andel av efterfrågeflexibilitet för åren 2030–2040 i båda analyserna. OCGT minskar i första halvan av analysperioden för att i andra halvan öka och i stället ersätta CCGT. Effekten på risken för effektbrist, LOLE, är marginell i båda analyserna.

Nettoeffekten för samhället av en kapacitetsmekanism beror på summan av dess nyttor och kostnader. Nyttor p.g.a. en minskad risk för effektbrist är i hög grad beroende av antaganden avseende kostnader för utebliven energi, VOLL. Det i Sverige använda värdet för VOLL är avsevärt lägre än vad som används i många andra länder. För en marknadsomfattande mekanism är kostnaden för mekanismen i hög grad beroende av vilka resurser som omfattas av mekanismen, samt vilka övergångsregler avseende bland annat eventuella pris- eller budtak som gäller för existerande resurser.

Den konsekvensanalys som Svenska kraftnät har genomfört inkluderar inte nyttor och kostnader i ett bredare samhällsperspektiv. En marknadsomfattande kapacitetsmekanism minskar exempelvis volatiliteten i elpriset, inklusive risken för extrema pristoppar, vilket kan minska marknadsaktörernas kostnader för riskhantering med hjälp av investeringar i egen flexibilitet eller prissäkringskontrakt. Utsikterna om en trygg elförsörjning med låg risk för effektbrist kan också påverka industrins beslut att lokalisera verksamhet i Sverige. Å andra sidan inkluderas inte ökade transaktionskostnader p.g.a. den ökade byråkrati som en marknadsomfattande kapacitetsmekanism medför, jämfört med alternativen. Det kan handla om flera hundra miljoner kronor per år för Svenska kraftnät och berörda marknadsaktörer baserat på antaganden om vad motsvarande mekanism kostar i Belgien[60].

Utredningen konstaterar sammanfattningsvis att det i dag inte är motiverat att införa en marknadsomfattande kapacitetsmekanism. En sådan är förenad med höga kostnader och omfattande administration. Ett ensidigt införande av en sådan mekanism får också betydande konsekvenser för både den svenska och den nordiska elmarknadens funktion. Svenska kraftnät har ett ansvar för att följa utvecklingen och bör återkomma i frågan om de kan identifiera ett behov.

[60] En analytiker på Elia (belgisk TSO) med ansvar för den belgiska kapacitetsmekanismen uppger att antalet årsanställda för att hantera systemet uppgår till cirka 50–60 på Elia (mestadels kopplat till it-utveckling) och 4–5 för större energibolag.

6.7 Flexibilitet för att hantera kapacitetsbrist i elnätet

I ett elnät med kapacitetsbrist finns det risk för överbelastning. Med överbelastning menas enligt artikel 2.4 i elmarknadsförordningen en situation där alla begäranden från marknadsaktörer om handel mellan nätområden inte kan tillmötesgås därför att de avsevärt skulle påverka de fysiska flödena genom nätelement som inte kan klara dessa flöden. Överbelastning kan därmed påverka driftsäkerheten. En aktiv hantering av överbelastning i elnätet innebär att de systemansvariga ändrar fysiska flöden i elsystemet genom att förmå nätkunder att ändra produktions- eller förbrukningsmönster. Denna form av flexibilitet är central för att upprätthålla driftsäkerhetsgränserna i elnätet, särskilt vid tider och platser med överbelastning p.g.a. hög elanvändning eller elproduktion i förhållande till tillgänglig transportkapacitet. Utredningen gör i det följande en distinktion mellan planerbara och flexibla resurser. Planerbara resurser kräver längre framförhållning för att anpassa sin produktion eller förbrukning och kan därmed primärt användas vid prognostiserade överbelastningar eller i samband med planerade underhållsarbeten. Flexibla resurser, däremot, kan snabbt och med kort varsel justera sitt förbruknings- eller produktionsmönster för att hantera akuta överbelastningar i elnätet.

De systemansvariga kan i princip alltid hantera kapacitetsbrist genom att bygga mer elnät, vilket är det konventionella sättet att utveckla systemet för att tillgodose nya överföringsbehov. Men nätutbyggnad är tidskrävande och kostsam och kräver en rad ingrepp i både bebyggd miljö och i naturlandskap.

Ett mer effektivt utnyttjande av befintligt nät genom en aktiv hantering av överbelastning är ett snabbare och potentiellt mer kostnadseffektivt sätt för de systemansvariga att frigöra kapacitet för att tillgodose nya överföringsbehov. Därför lyfts sådana åtgärder återkommande fram som en viktig grundbult för att främja samhällets energiomställning och konkurrenskraft, utan att det nödvändigtvis görs avkall på driftsäkerheten.

En annan positiv effekt av en mer aktiv drift av elnätet är att det förutsätter en ökad observerbarhet och styrbarhet vilket ger den systemansvarige möjlighet att göra mer informerade val om vilken driftsäkerhet som är acceptabel i elnätet.

Sammantaget kan en mer aktiv drift av elnätet göra det möjligt att hantera en ökande elektrifiering, integrera förnybar elproduktion och minimera nätförluster samtidigt som samhällets behov av trygg och kostnadseffektiv elförsörjning tillgodoses. Detta kan uppnås genom en tydligare tillämpning av priser och incitament som nätkunder möter inom elsystemet speglar de nyttor som flexibilitet och planerbarhet kan bidra med.

6.7.1 Priser och incitament till anläggningsägare

De priser och incitament som en anläggningsägare av flexibla eller planerbara resurser möter inom elsystemet bör i idealfallet spegla det faktiska värdet av de kostnader och nyttor (nätnyttor) som dessa resurser tillför. Exempel på nätnyttor är minskade nätförluster p.g.a. en jämnare nätbelastning och minskat behov av nätinvesteringar p.g.a. ökat nätutnyttjande. Flexibla eller planerbara anläggningar på produktions- och användningssidan har ofta ett större värde i nätområden där överbelastningar är mer frekvent förekommande än i andra områden. En korrekt värdering är avgörande för att skapa lokaliseringssignaler, möjliggöra investeringar och därigenom bidra till ett driftsäkert och kostnadseffektivt elsystem.

En anläggning som är ansluten till lokalnätet kan bidra med att hantera en överbelastning som uppstår på samtliga nätnivåer, dvs. lokal-, region- och överföringsnät. Det omvända är inte möjligt för anläggningar som är anslutna på högre spänningsnivåer. Utöver anläggningens geografiska placering är det således viktigt att beakta på vilken spänningsnivå i nätet en anläggning är placerad så att den kan göra största möjliga nytta för systemet som helhet och att incitament och priser når fram till anläggningsägaren. Detta är särskilt utmanande att åstadkomma för anläggningar anslutna på lägre spänningsnivåer eftersom incitament och prissignaler från överföringsnätet av rättsliga och praktiska skäl tenderar att förlora precision för varje nätföretag som den passerar. Priser och incitament bör också, som konstaterades i avsnitt 6.1, om möjligt vara förutsägbara och långsiktiga för att minska riskerna för aktörer i samband med investeringsbeslutet.

6.7.2 Nodprissättning för en teoretiskt korrekt värdering av flexibilitet

Nuvarande elmarknadsdesign inom Europa är baserad på zonprissättning där en indelning i elområden ska spegla strukturella överbelastningar i överföringssystemet. Nodprissättning är en annan metod för att bestämma elpriser som baseras på den specifika platsen (noden) i elsystemet där elen produceras eller konsumeras. Priserna i varje nod bestäms av balansen mellan utbud och efterfrågan samt av elnätets tekniska begränsningar, som överföringsbegränsningar och förluster. Nodprissättning tillämpas till exempel i vissa delar av USA.

Nodprissättning innebär att varje nod (inmatnings- eller uttagspunkt) får ett unikt elpris som är baserat på marginalkostnaden för att leverera el dit. Marginalkostnaden inkluderar både produktionskostnaden och kostnaden för att hantera överbelastningar. Om det finns begränsad kapacitet i elnätet (till exempel en överbelastad elledning), kan priset i en viss nod bli högre än i en annan. Detta reflekterar kostnaden för att hantera trängseln, som kan kräva att dyrare elproduktion (till exempel kraftvärme, gaskondens, efterfrågeflexibilitet eller energilager) aktiveras nära elförbrukningen.

Nodprissättning skickar ekonomiska signaler till elproducenter och elanvändare om var el är dyr eller billig att producera och konsumera. Detta främjar en effektiv användning av nätet och produktionen.

Fördelar med nodprissättning

Nodprissättning främjar effektiva prissignaler då det ger en exakt bild av kostnaden för att leverera el till en viss plats, vilket hjälper till att optimera användningen av både produktion och nät. Nodprissättning främjar också investeringar på rätt plats genom att ny elproduktion, energilager eller efterfrågeflexibilitet styrs till områden där de gör mest nytta. Dessutom kan nodprissättning bidra till en effektivare planering av nätförstärkningar eftersom det synliggör var nätkapaciteten är otillräcklig.

Nackdelar med nodprissättning

Den kanske främsta nackdelen med nodprissättning är risken för låg likviditet. Om varje nod har sitt eget pris uppstår många små marknader, vilket gör det svårt att hitta tillräckligt många köpare och säljare i varje nod. Detta kan leda till mindre konkurrens och högre priser. Detta förstärks om enskilda aktörer får stor marknadsmakt och därigenom kan påverka priserna.

Den låga likviditeten spiller över på den finansiella handeln med el vilket kan göra det svårt för producenter och elanvändare att hantera elprisrisken. Detta kan försämra planeringsförutsättningarna och öka finansieringskostnaden för nya investeringar i produktion och elintensiv industri.

Nodprissättning minskar också förutsägbarheten och långsiktigheten för en investering eftersom överbelastningar i elnätet är dynamiska fenomen som både kan både komma och gå vilket påverkar den relevanta marknad (nod) som aktören konkurrerar på. Detta ökar osäkerheten om framtida kostnader och intjäningsförmåga i samband med investeringsbeslutet.

Nodprissättning är också förknippat med stor komplexitet då det kräver avancerade beräkningar och system för att fastställa priser i realtid. Det kan vara svårt för marknadsaktörer att förstå och navigera i en marknad med många nodspecifika priser.

Införandet och övervakningen av nodprissättning ställer också höga krav på elmarknadens regelverk och övervakning vilket är administrativt krävande.

Priser och incitament jämfört med teoretiska nodpriser

Nodprissättning erbjuder en teoretisk guldstandard för effektiva prissignaler, men praktiska hinder som likviditet, marknadsmakt och teknisk komplexitet gör att den sannolikt lämpar sig bättre som en teoretisk referens snarare än som en direkt tillämpbar metod. Den nuvarande elmarknadsmodellen med elområdespriser har brister som kan motivera kompletterande incitament genom nätavgifter och flexibilitetsmarknader. Dessa incitament måste tydligt återspegla värdet av flexibel och planerbar elproduktion samt hur det förändras över tid och mellan olika geografiska områden. Rådande priser och incitament kan i framtiden eventuellt jämföras mot en teoretisk nod-

prissättning för att utvärdera hur väl prissignalerna i dagens system främjar effektivitet, flexibilitet och investeringar.

Den flödesbaserade kapacitetsberäkningsmetod som infördes i Norden den 29 oktober 2024 för att beräkna och allokera kapacitet för handel på dagen före-marknaden[61] kan delvis användas för att utvärdera rådande priser och incitament. Den flödesbaserade kapacitetsberäkningsmetoden främjar en mer effektiv och transparent elmarknad genom att handelskapaciteterna bestäms utifrån mer detaljerade data än i dag om var begränsningarna finns i observerbarhetsområdet (ned till 70 kilovolt). Eftersom metoden i viss utsträckning kan beakta överbelastningar inom ett elområde går det att genom modelleringar värdera nyttan av att minska nätbegränsningar i elsystemet med hjälp av flexibilitet eller nätförstärkningar.

6.7.3 Rådande priser och incitament för att hantera kapacitetsbrist i transporten av el

Det här avsnittet innehåller en i huvudsak kvalitativ analys av i vilken utsträckning som rådande priser och incitament ger en korrekt värdering av de nyttor som flexibla eller planerbara resurser tillför genom att hantera kapacitetsbrist i transporten av el. Analysen fokuserar primärt på elpriser, nätavgifter och flexibilitetsmarknader. Även mjuka styrmedel så som information om kapacitetsbrist och ledig kapacitet utvärderas översiktligt.

Elområdespriser

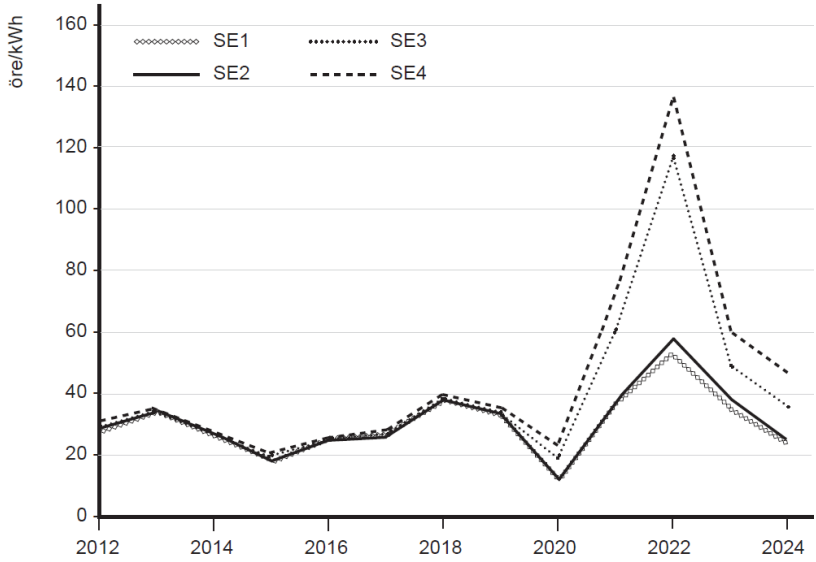
Elområdespriset är den enskilt starkaste prissignalen för att bestämma värdet av planerbarhet och flexibilitet samt hur värdet varierar i tid och rum. I november 2011 delades Sverige in i flera elområden med syfte att synliggöra för marknadens aktörer var överbelastningar finns i överföringssystemet. Av figur 6.8 framgår att elpriset på årsbasis var tämligen likartat mellan elområden under de inledande sju åren, även om det kunde avvika enskilda timmar. Nya elflöden till följd av en ändrad produktionsmix i bland annat Sverige och nya utlandsförbindelser till och från Norden har bidragit till ökade prisskillna-

[61] Metoden kommer att fortsätta utvecklas kontinuerligt och införas stegvis för handel på övriga tidshorisonter.

der från 2020 på grund av överföringsbegränsningar. Elområdespriserna började avvika kraftigt under upptakten till Rysslands invasion av Ukraina och kulminerade under 2022. Då skedde starka ökningar av elpriserna vilket orsakades av flera faktorer där höga gaspriser spelade en avgörande roll.

Figur 6.8 Volymviktade nominella årsmedelpriser i SE1-SE4 för perioden 2012–2024 (öre/kWh)

Volymviktad med förbrukningsvolymer från NordPool



Källa: Svenska kraftnät.

Prisskillnader mellan elområden skickar ekonomiska signaler till producenter och elanvändare om var el är dyr eller billig att producera och konsumera. Detta främjar en effektiv användning av det befintliga elsystemet och ger lokaliseringssignaler till ny produktion, elanvändning och nätförstärkning. Elpriset har också fördelen att det har hög pristransparens och når producenter och elanvändare på alla nätnivåer. Elpriset innehåller dock ingen information om nätförluster eller eventuell trängsel som uppstår på lägre spänningsnivåer. Här spelar nätavgiften en viktig roll.

Nätavgift[62]

Förslag: Regeringen ger Ei bemyndigande att meddela föreskrifter om skyldighet för systemansvariga att lämna uppgifter till Ei om avgifter och övriga villkor för transport av el.

Bedömning: Energimarknadsinspektionen bör utvärdera hur nätavgiften förs vidare mellan olika nätnivåer och vid behov göra förtydliganden av hur det ska ske så att den reflekterar de samlade kostnaderna för trängsel och nätförluster som uppstår på samtliga spänningsnivåer i elnätet vid olika tidpunkter.

Energimarknadsinspektionen bör inom den pågående översynen av föreskrifter om elnätsavgifter för transport av el se över nätföretagens förutsättningar och incitament att införa lokaliseringssignaler för en begränsad grupp nätkunder för att adressera lokala kapacitetsutmaningar. Nuvarande avgiftsstruktur kan vara bristfällig eftersom trängsel uppstår lokalt, medan nätavgifterna är enhetliga inom redovisningsområdet.

Energimarknadsinspektionen bör överväga att ställa krav på en tydlig och transparent beräkningsmodell för att säkerställa att energiavgiften är skälig och bidrar till ett effektivt nätutnyttjande. Energiavgiften bedöms ha outnyttjad potential att skapa värde och förutsägbarhet för nätkunder med flexibla eller planerbara resurser. Dock saknas transparens i hur avgiften beräknas, vilket gör det svårt för kunder att uppskatta värdet av flexibilitet och planerbarhet.

Varje nätföretag är enligt 4 kap. 26 § ellagen skyldigt att utforma nätavgifterna på ett sådant sätt att de främjar ett effektivt utnyttjande av elnäten och en effektiv elproduktion och elanvändning. Ei har tagit fram en föreskrift om hur nätavgifterna ska utformas (EIFS 2022:1). Föreskriften trädde i kraft 2022 men ska tillämpas senast 1 januari 2027 av samtliga nätföretag i Sverige. Alla nätföretag är skyldiga att utforma nätavgifter i enlighet med föreskriften, oavsett om det avser överföringsnät, regionnät eller lokalnät. Ei förväntar att en ökad grad av harmonisering ska främja en ökad

[62] Benämns nättariff inom EU-rätten.

grad av förutsägbarhet för anslutna nätkunder. Nätavgiften ska bestå av fyra komponenter:

1. fast avgift
2. energiavgift
3. kundspecifik avgift
4. effektavgift.

I följande avsnitt redogörs för respektive komponent i nätavgiften i mer detalj med utgångspunkt från Ei:s vägledning på området.[63]

Fast avgift

Den fasta avgiften ska vara kostnadstäckande för elnätsföretaget. Det innebär att komponentens syfte är att finansiera de resterande kostnader (kallas också för residuala kostnader) som elnätsföretaget inte får täckning för genom de kostnadsreflektiva och kundspecifika komponenterna. Eftersom kostnaderna som ligger till grund för denna komponent inte påverkas av kundens användning av elnätet, ska den inte påverka kundens beteende.

Den fasta avgiften ska fördelas utifrån kundens abonnerade effekt eller motsvarande. Avgiften ska fördelas i intervall som beror på storleken på abonnemanget. Nätkoncessionshavaren får tillämpa en annan fördelning av de residuala kostnaderna om den kan antas leda till ett mer effektivt nyttjande av elnätet.

Energiavgift

Energiavgiften ska motsvara de kortsiktiga rörliga kostnaderna för att nyttja elnätet. Avgiften ska tas ut med en avgift per kilowattimme. Avgiften får tidsdifferentieras. De rörliga kostnader för ett elnät är de kostnader som varierar med kundernas användning av nätet. Dessa kostnader består till största del av nätförluster samt kostnaden för energiavgiften till överliggande nät.

[63] Ei 2024, *Vägledning för utformning av nättariffer enligt EIFS 2022:1*. Hämtat den 31 januari 2025 från https://ei.se/bransch/tariffer-nattariffer/vagledning-for-utformning-av-nattariffer-enligt-eifs-20221#h-Sammatariffstrukturpaallanivaeravnatet.

Storleken på nätförlusterna kan variera beroende på var i nätet som en kund finns. Exempelvis är nätförlusterna generellt lägre på högre spänningsnivåer. Energiavgiften bör därför skilja sig åt beroende av vilken spänningsnivå som kunden är ansluten till.

Kortsiktiga rörliga marginalkostnader är kostnader som är direkt kopplade till kundens förbrukning. De inkluderar till exempel kostnader för nätförluster samt den rörliga delen av kostnaden för överliggande nät.

Om elnätsföretaget kan identifiera andra kostnader som har karaktären av kortsiktiga rörliga marginalkostnader ska de ingå i denna komponent. Till exempel gäller det de kostnader som uppstår för elnätsföretaget om ytterligare en kilowattimme el överförs i nätet. Sådana kostnader kallas även för marginalkostnaden för att nyttja elnätet. Marginalkostnaden för den sista överförda kilowattimmen är i regel högre än den genomsnittliga rörliga kostnaden och nätföretaget kan därmed få en intäkt från energiavgiften som är högre än kostnaden för att köpa in el för att täcka nätförlusterna. Det i sin tur innebär att elnätsföretagets residuala kostnader, som ligger till grund för den fasta avgiften, minskar.

Pérez-Arriaga, Jenkins och Batlle (2017) förespråkar teknikneutrala och symmetriska nätavgifter för inmatning och förbrukning. Om en elanvändare vid en given tidpunkt och på en given plats får betala en rörlig avgift för att konsumera en viss mängd el, bör en producent kompenseras med samma rörliga ersättning om den producerar samma mängd el på samma plats och vid samma tidpunkt. De anläggningar som producerar under timmar med hög efterfrågan, när elanvändarnas energibaserade nätavgift är förhöjd, bör därför få en extra ersättning. I en hemställan till regeringen konstaterar Ei att enskilda komponenter i nätavgiften som reflekterar den kortsiktiga marginalkostnaden ska vara teknologineutral och symmetrisk, dvs. intäkten till den nätkund som bidrar till att minska nätförluster ska vara lika stor som kostnaden för den nätkund som bidrar till att öka den – helt i enlighet med den konkurrensutsatta elmarknaden. Detta oavsett om kunden är en elanvändare, prosument, producent eller ett energilager (Energimarknadsinspektionen, PM2020:03). Samma resonemang går igen i en annan promemoria från Ei om principiella val för utformningen av nättariffer för ett effektivt nätutnyttjande (Energimarknadsinspektionen, PM2020:06).

Kundspecifik avgift

Den kundspecifika avgiften ska baseras på de kundspecifika kostnaderna och ska bestämmas till ett fast belopp per kund. Avgiften ska reflektera de kostnader elnätsföretaget har för kunden och avgiften ska fördelas med lika belopp för kunder med motsvarande kostnader. Denna komponent ska täcka de specifika kostnader som elnätsföretaget har för just den kunden eller kundgruppen, till exempel mätning, beräkning och rapportering. Dessa kostnader är sådana som kan hänföras till en specifik kund men som inte påverkar kundens kortsiktiga användning av nätet.

Effektavgift

Effektavgiften utgörs av elnätsföretagets framåtblickande kostnader och ska tas ut baserat på kundens användning av elnätet och den sammanlagda belastningen på elnätet. Effektavgiften ska tidsdifferentieras. Effektavgiften ska debiteras baserat på kundens uppmätta effekt, och så långt det går matcha de tidpunkter när det är trångt i näten.

Elnätsföretaget kan prissätta effektavgiften för endast de timmar som är mest kritiska i nätet eller också kan en så kallad Time of Use-profil användas för att tidsdifferentiera avgiften (olika höga avgifter vid olika tidpunkter). Att effektavgiften ska tidsdifferentieras innebär att den ska vara olika hög vid olika tider för att återspegla hur belastningen på elnätet varierar över tid. Effektavgiften kommer att skilja sig åt mellan olika elnätsföretag.

I likhet med den kortsiktiga marginalkostnaden ska den framåtblickande kostnadskomponenten vara teknologineutral och symmetrisk, dvs. intäkten till den nätkund som bidrar till att minska behovet av framtida nätförstärkningar vid en topplastsituation ska vara lika stor som kostnaden för den nätkund som bidrar till att öka behovet av framtida nätförstärkningar vid samma topplastsituation – helt i enlighet med den konkurrensutsatta elmarknaden. Detta oavsett om kunden är en elanvändare, prosument, producent eller ett energilager (Energimarknadsinspektionen, PM2020:03).

Försvagad prissignal mellan nätnivåer

Enligt 4 kap. 36 § ellagen får avgiften för transport av el på överföringsnätet utformas med hänsyn till var på nätet en anslutningspunkt finns. Detta ger förutsättningar att utforma kostnadsriktiga nätavgifter med relativt hög precision. En utmaning är att den prissignal som nätavgiften utgör från överliggande nät riskerar att bli försvagad ju längre ner i nätet en nätkund befinner sig. Kravet på enhetliga nätavgifter inom samredovisningsområdet, i kombination med olika policybeslut kring prissäkring av nätförluster, medför en tydlig risk för sammanlagring av de kortsiktiga rörliga kostnaderna i tid och rum. Detta kan leda till att nätavgiften i mindre utsträckning speglar de faktiska nätförlusterna och den aktuella trängseln i elnätet, vilket försvagar nätavgiftens kostnadsriktighet.

På regionnätet finns, med vissa undantag, krav på enhetliga och nätavgifter då 4 kap. 33–35 §§ ellagen anger att avgiften för transport av el inom varje normalt spänningsintervall ska utformas utifrån de samlade kostnader som nätföretaget har för regionnät i Sverige i den utsträckning som kostnaderna kan hänföras till spänningsintervallet.

På lokalnätsnivå får enligt 4 kap. 28 § en avgift för transport av el inte utformas med hänsyn till var en anslutning finns inom ett koncessionsområde. Huvudregeln att lokalnätsägare ska samredovisa geografiskt åtskilda nätområden innebär att nätavgiften är enhetlig över stora geografiska områden med vitt skilda förutsättningar.

I Nätregleringsutredningen föreslås att de bestämmelser i ellagen som kräver enhetliga elnätsavgifter ska tas bort, vilket skulle möjliggöra en mer differentierad avgiftsstruktur (Nätregleringsutredningen, SOU 2023:64). Mot bakgrund av detta har Ei inlett ett projekt för att utreda hur lokaliseringssignaler i nätavgiften kan främja ett mer effektivt nätutnyttjande och, om det bedöms lämpligt, föreslå regeländringar för att möjliggöra införandet av sådana prissignaler i elnätsavgifterna.[64]

För att ge en känsla för storleken på den snedvridning som kravet på enhetliga nätavgifter på regionnät och lokalnät kan innebära redovisas här ett enkelt räkneexempel avseende kostnader för att nyttja överföringsnätet. Svenska kraftnät har en geografiskt differentierad nätavgift och såväl energiavgift som effektavgift beror på

[64] Ei 2025, *Ei inleder arbete med lokaliseringssignaler i elnätsavgifter*. Hämtat den 16 mars 2025 från https://ei.se/om-oss/nyheter/2025/2025-03-14-ei-inleder-arbete-med-lokaliseringssignaler-i-elnatsavgifter.

var anslutningspunkten är belägen. Energiavgiften har också en tidsmässig differentiering eftersom de platsspecifika nätförluster som den är baserad på prissätts med hjälp av elpriset, som varierar över tid och mellan elområden.

Transport av el över långa sträckor ger upphov nätförluster och tar elnät i anspråk. I Sverige har elflödet historiskt gått från det produktionsdominerade norra Sverige (SE1 och SE2) till det förbrukningsdominerade södra Sverige (SE3 och SE4). Därför tillämpar Svenska kraftnät en avgiftsstruktur[65] som innebär att en producent som matar in el på överföringsnätet i norra Sverige betalar ett högre pris per kilowattimme för att nyttja överföringsnätet jämfört med en producent som är lokaliserad i södra Sverige. För ett hypotetiskt kärnkraftverk[66] kan kostnadsskillnaden för att nyttja överföringsnätet uppgå till 9 öre per kilowattimme om det ansluter till den billigaste anslutningspunkten (Arrie) i stället för den dyraste anslutningspunkten (Ritsem). Kostnaden för abonnerad effekt är nästan försumbar i sammanhanget då skillnaden till 97 procent beror på energiavgiften, givet ett antaget elpris på 50 öre per kilowattimme. Mer specifikt får en producent betala 4,6 öre för varje kilowattimme den matar in i Ritsem medan den erhåller 4,1 öre per kilowattimme den matar in i Arrie, vilket Svenska kraftnät bedömer reflekterar de nätförluster som en elproducent orsakar eller minskar. Det omvända gäller för elanvändare som får en intäkt (negativ energiavgift) för varje kilowattimme den förbrukar i Ritsem medan det uppstår en kostnad för att förbruka el i Arrie. Energiavgiften för att nyttja överföringsnätet utgör en stark lokaliseringssignal för nya nätkunder, trots att nätförlusterna[67] på dessa spänningsnivåer är relativt blygsamma jämfört med regionnät och lokalnät. Om prisskillnader mellan norra och södra Sverige också hade beaktats i analysen hade den lokaliseringssignal som energiavgiften utgör förstärkts ytterligare eftersom kostnaden för nätförluster påverkas av elpriset.

[65] Svk, *Prislista 2025 för transmissionsnätet*. Hämtat den 20 mars 2025 från: https://www.svk.se/siteassets/aktorsportalen/anslut-till-transmissionsnatet/transmissionsnatstariff/aktuella-prislistor/prislista-transmissionsnatet-2025.pdf.

[66] Med ett antagande om 1 gigawatt installerad effekt, 90 procent utnyttjningstid och ett genomsnittligt elpris på 50 öre per kilowattimme. För att renodla exemplet antas elpriset vara detsamma i samtliga elområden. I praktiken har elpriset i södra Sverige historiskt varit relativt högre än norra Sverige vilket påverkar kostnaden för nätförluster.

[67] Dvs. elen transporteras med mindre energiförluster per överförd kWh.

På lokalnätet kan de ackumulerade nätförlusterna för att förbruka eller producera el vara betydande och en energiavgift som reflekterar detta kan utgöra en stark prissignal för distribuerade resurser, i synnerhet om de är flexibla och planerbara. En grov uppskattning från Ei är att den samlade nätförlusten i lokalnätet, från överföringsnätet till slutkunden, kan uppgå till cirka 8 procent av den ursprungliga inmatade effekten i överföringsnätet[68]. Detta motsvarar en energiavgift på 4 öre respektive 16 öre givet ett antaget elpris på 50 respektive 200 öre per kilowattimme. Om nätförlusten prissätts med priset på elbörsen kommer den att vara dynamisk över tid vilket ökar värdet av planerbarhet och flexibilitet.

Kravet på enhetliga avgiftsstrukturer i regionnät och lokalnät gör att lokaliseringssignaler från överföringsnätet försvagas mellan nätnivåer. Detta är särskilt tydligt för region- och lokalnät som har flera anslutningspunkter till överliggande nät. Samma resonemang är giltigt för den effektkomponent som nyligen infördes i Ei:s föreskrifter och som ska reflektera trängsel i elnätet. Det är inte säkert att en lokaliseringssignal förs vidare till lägre spänningsnivåer. Dessutom bör det rimligen också vara utmanande att utforma träffsäkra effektavgifter som reflekterar trängsel på specifika platser inom ett redovisningsområde. Särskilt gäller detta i stora och potentiellt geografiskt åtskilda nätområden om det uppstår lokal trängsel på olika platser och vid olika tidpunkter. Detta är särskilt aktuellt i heterogena nätområden som innehåller både stadsnät och landsbygds- eller glesbygdsnät. Om nätkunder på landsbygden ska vara med och finansiera framåtblickande kostnader orsakade av trängsel i stadsnät motverkar det syftet med samredovisningen, dvs. att verka utjämnande mellan stad och land.

Sedan den 1 januari 2019 gör 4 kap. 31 och 32 §§ ellagen det möjligt för nätföretag att införa lokaliseringssignaler i nätavgiften för en begränsad grupp elanvändare, förutsatt att detta främjar ett effektivt utnyttjande av elnätet och att nätmyndigheten har informerats. Dessa avgifter får tillämpas i högst tre år utan tillstånd. Ei kan bevilja en förlängning om avgifterna uppfyller lagkraven och fortsatt anses nödvändiga för samma ändamål. Tillstånd ges för en specificerad tidsperiod. Möjligheten för nätföretag att införa lokaliseringssignaler har hittills använts i en mycket begränsad omfattning. Ei uppger

[68] Skriftväxling med Ei den 20 februari 2025.

det i genomsnitt har inkommit cirka en anmälan per år sedan möjligheten infördes 2019 (sammanlagt åtta anmälningar).

Utredningens bedömning av nätavgifter

Nätavgiften är ett viktigt komplement till elpriset och spelar en central roll i att skapa incitament för ett effektivt utnyttjande av elnätet. Ei:s föreskrift (EIFS 2022:1), tillsammans med tillhörande vägledning, utgör ett bra första steg mot en mer kostnadsriktig, harmoniserad och förutsägbar avgiftsstruktur som speglar hur en nätkund kan bidra till att minska eller öka trängsel och nätförluster.

Enligt 4 kap. 25 § ellagen är nätföretag i dag skyldiga att informera elanvändarna om nätavgiftens struktur. Ei bör dock verka för att denna information görs mer tillgänglig även för andra marknadsaktörer. Utredningen betonar vikten av att nätkunder, balansansvariga parter och elhandlare har enkel och tydlig tillgång till information om nätavgiftens utformning i olika nätområden, inklusive detaljer om avgiftskomponenternas nivåer. Detta skulle exempelvis kunna ske genom publicering på Ei:s webbplats eller via ett framtida nationellt dataregister (se kapitel 9).

Ökad transparens gör det enklare för nätkunder att bedöma värdet av planerbarhet och flexibilitet samt skapar förutsättningar för tredje part att erbjuda kostnadseffektiva optimeringstjänster till fördel för både nätkunder och elnätet i stort. Detta är också något som flera marknadsaktörer har påpekat till utredningen.

Mot denna bakgrund bör regeringen använda sitt bemyndigande i 4 kap. 24 § ellagen och ge Ei rätt att utfärda föreskrifter som ålägger systemansvariga att till Ei rapportera uppgifter om avgifter och villkor för transport av el.

Det är önskvärt att den nätavgift som möter en nätkund reflekterar den trängsel och de nätförluster som uppstår på samtliga spänningsnivåer i elnätet. Ei bör därför på ett övergripande plan utvärdera hur prissignalen förs vidare mellan nätnivåer och vid behov göra förtydliganden av hur det ska ske. Nedan följer ett antal mer detaljerade ställningstaganden gällande effektavgiften och energiavgiften.

Syftet med den nyligen införda effektavgiften, som är avsedd att spegla framåtblickande kostnader för nätutbyggnad, är vällovligt men medför flera utmaningar.

En central problematik är att framåtblickande kostnader vilar på en svag teoretisk grund, eftersom de bygger på antaganden om framtida investeringar, efterfrågeutveckling och teknisk utveckling snarare än faktiska, observerbara kostnader. Detta bidrar till att skapa osäkerhet och öppnar upp för subjektiva tolkningar när avgiften ska utformas, eftersom olika aktörer kan göra skilda bedömningar av vilka framtida investeringar som är nödvändiga och hur kostnaderna ska fördelas.

Därtill innebär bristen på verifierbara och exakta kostnadsunderlag att det blir svårt att pröva effektavgiftens skälighet, vilket kan komplicera både tillsyn och rättslig prövning.

De effektavgifter som flera nätföretag har börjat tillämpa indikerar att marginalkostnaden för en nätkund är mycket hög för att använda elnätskapacitet under tämligen schabloniserade och utdragna höglastperioder[69]. Den höga marginalkostnaden för att nyttja elnätskapacitet under en majoritet av årets timmar kan inverka negativt på nätkundernas benägenhet att delta med exempelvis flexibel elbilsladdning, energilager eller annan flexibilitet på balansmarknaden.

Lokal elproduktion och energilager bör, enligt principen om symmetriska effektavgifter avseende inmatat och uttagen effekt, få en intäkt som är baserad på effektavgiften motsvarande deras produktion under timmar med trängsel i elnätet. Schabloniserade och utdragna höglastperioder minskar dock träffsäkerheten i denna prissignal avseende när lokal elproduktion ska producera för att minska trängseln i elnätet. Mot denna bakgrund kan det vara motiverat för Ei att tydligare definiera en metod för hur effektavgiften ska beräknas och tillämpas.

Bristande träffsäkerhet är en annan utmaning med effektavgiften. Trängsel i elnätet kan uppstå mycket lokalt i elnätet. Kravet på enhetliga nätavgifter inom redovisningsområdet riskerar att kraftigt försämra träffsäkerheten i denna prissignal. Ei bör utvärdera om det är motiverat att ge tydligare incitament för nätföretag att använda möjligheten att införa lokaliseringssignaler i nätavgiften för en be-

[69] Ellevio anger till exempel att 16 av 24 timmar per dygn är höglasttimmar, oavsett veckodag eller tidpunkt på året. Ellevio, *Ny prismodell baserad på effekt.* Hämtat den 1 februari 2025 från https://www.ellevio.se/abonnemang/ny-prismodell-baserad-pa-effekt/#h-elnatsavgiftens-olika-delar.

gränsad grupp elanvändare enligt 4 kap. 31–32 §§ ellagen. Vidare bör möjligheten gälla nätkunder generellt för att bibehålla symmetriska nätavgifter för elanvändare och elproducenter.

Energiavgiften har, enligt utredningens uppfattning, en outnyttjad potential att skapa värde och förutsägbarhet för nätkunder med flexibla och planerbara resurser, förutsatt att den reflekterar de aktuella kostnaderna för nätförlusterna i elsystemet. Från nätföretagens perspektiv är rådande nätreglering förutsägbar i den meningen att kostnader för nätförluster, sett över flera reglerperioder, till fullo kan inkluderas i den intäktsram som Ei beslutar och som ligger till grund för nätavgifternas nivå. För en nätkund är det inte lika förutsägbart hur energiavgiften beräknas och hur den kan nyttja sin planerbarhet och flexibilitet för att påverka sin nätkostnad – särskilt i de många elnät som tillämpar en konstant energiavgift över tid. Ei bör överväga att ställa krav på att nätföretagens energiavgifter, i likhet med Svenska kraftnät, ska vara baserade på en tydlig och transparent formel som förslagsvis kan inkludera en förlustkoefficient (och eventuell tidsdifferentiering), ett elpris som är baserat på elbörsens dagen före-pris och vilket påslag som tillämpas p.g.a. kostnader för elhandel. Information om hur elpriset och nätföretagens nätförluster varierar över tid finns enkelt tillgängligt vilket gör det möjligt för Ei att i en tillsyn bedöma om energiavgiften är skälig och om den förlustkoefficient som ett nätföretag tillämpar främjar ett effektivt nätutnyttjande.

Omdirigering

Omdirigering är en åtgärd som de systemansvariga kan använda för att hantera kapacitetsbrist på olika spänningsnivåer i elnätet, särskilt när det sker överbelastningar eller finns risk för sådana. Åtgärden innebär att elflödet dirigeras om till ledningar med ledig kapacitet genom att den systemansvarige kompenserar aktörer för att minska eller öka sin elanvändning eller elproduktion. Om en eller flera systemansvariga för överföringssystem gör detta mellan elområden kallas det för motköp. Omdirigering och motköp innebär att nya nätkunder kan anslutas till befintligt elnät och att mer överföringskapacitet kan allokeras till elmarknaden.

Utredningen noterar att lokal planerbar eller flexibel elproduktion har potential att underlätta nyanslutningar i områden där kapa-

citetsbrist råder i elnätet. Trots detta utnyttjas inte denna möjlighet av flera systemansvariga för distributionssystem, enligt de aktörer utredningen varit i kontakt med.

EU-rätten ställer krav på att systemansvariga årligen ska rapportera till Ei om hur de använt omdirigering, vad som görs för att minska behovet av omdirigering, och vilka åtgärder som genomförs för att förbättra elnäten och öka flexibiliteten. Av cirka 170 nätföretag i Sverige har endast fem nätföretag samt Svenska kraftnät rapporterat till Ei att de har använt omdirigering under 2023. Svenska kraftnät och övriga systemansvariga för distributionssystem omdirigerade 0,087 respektive 0,063 terawattimmar vilket utgör 0,09 procent av elproduktionen samma år.

Marknadsbaserad omdirigering och motköp kan vara ett användbart och kostnadseffektivt verktyg för en systemansvarig att snabbt adressera tillfälliga kapacitetsutmaningar i elnätet.

Marknadsbaserad omdirigering är dock sannolikt inte ett lika ändamålsenligt och kostnadseffektivt verktyg för att adressera mer regelbundna och varaktiga kapacitetsutmaningar som förutsätter mer varaktiga lösningar. Om överbelastningar uppstår regelbundet och förutsägbart kan marknadsaktörerna genom sin budgivning agera strategiskt på elmarknaden, vilket benämns *increase-decrease game* i den internationella litteraturen (Holmberg, 2024:1035). Denna strategi kan vara mycket lönsam för en anläggningsägare och – om inte det motverkas – riskerar det att skapa incitament för nya elanvändare och elproducenter att medvetet lokalisera nya anläggningar till platser i elnätet med kapacitetsbrist så att dessa utmaningar förvärras, i stället för att lösa utmaningen på ett långsiktigt hållbart sätt.

Elmarknadsförordningens artikel 13.3 medger att det beskrivna fallet är en av flera situationer där en icke-marknadsbaserad omdirigering med kostnadsbaserad ersättning kan vara motiverad. Tyskland är ett exempel där icke-marknadsbaserad omdirigering används systematiskt. Norge hade under slutet av 1990-talet och början av 2000-talet utmaningar med strategisk budgivning varav de 2002 införde möjligheten till kostnadsbaserad ersättning under vissa förutsättningar, till exempel vid bristfällig lokal konkurrens, driftstörningar eller underhåll i nätet[70].

[70] Skriftväxling med Pär Holmberg den 17 maj 2024.

Utredningens värdering

Utredningen konstaterar sammanfattningsvis att marknadsbaserad omdirigering är ett användbart verktyg för att hantera tillfälliga kapacitetsutmaningar i elnätet och kan bidra till en mer effektiv användning av elnätet. Däremot utgör omdirigering ingen långsiktig lösning på kapacitetsbrist, och risker kopplade till strategisk budgivning samt skeva marknadsincitament måste beaktas och hanteras. För att lösa återkommande och varaktiga överbelastningar krävs sannolikt investeringar i mer varaktiga lösningar, eller genom att elområdesgränserna ändras så att de reflekterar strukturella överföringsbegränsningar.

En central utmaning är avsaknaden av långsiktigt stabila intäktsflöden för de resurser som möjliggör omdirigering, vilket kan begränsa förmågan hos marknadsbaserade mekanismer att driva ny- eller reinvesteringar i flexibilitet, särskilt när det gäller kapitalintensiva och långlivade anläggningstillgångar. För att minska osäkerheten kring flexibilitetens framtida värde kan systemansvariga i sådana fall sträva efter att ingå längre avtal om omdirigering.

Villkorade avtal

Förslag: Energimarknadsinspektionen ska utreda hur avgiftsstrukturen för villkorade avtal bör vara utformad, om det finns skäl att likt flera länder i Europa tillåta permanenta villkorade avtal och om villkorade avtal ska kunna erbjudas även befintliga kunder. Permanenta villkorade avtal ger ofta en nedsatt effektavgift vilket kan öka incitamenten för flexibla resurser att delta på balansmarknaden.

Energimarknadsinspektionen ska samtidigt se över möjligheten att vidareföra villkorade avtal mellan nätnivåer och ytterst till anslutande kunder. Detta säkerställer att ledig kapacitet inte blir inlåst på någon nätnivå och att en överbelastning som uppstår i exempelvis överföringsnätet kan hanteras med villkorade avtal i underliggande nät.

Energimarknadsinspektionen ska slutligen tydliggöra när omdirigering med hjälp av villkorade avtal kan vidtas i förhållande till elmarknadens ordinarie funktion för att inte skapa obalanser för marknadens aktörer.

Villkorade avtal lyfts av flera nätföretag fram som ett planeringsverktyg för att möjliggöra snabbare nätanslutning och främja ett effektivt nätutnyttjande i en framtid med stor osäkerhet om hur den faktiska, sammanlagrade, belastningen i elnätet kommer att utvecklas i framtiden. Enligt statistik från Ei har ett fyrtiotal nätföretag ansökt om metodgodkännande för villkorade avtal, vilket är ett krav enligt bestämmelsen i 4 kap. 43 § ellagen.

För en potentiell nätkund kan möjligheten till en tidigarelagd nätanslutning vara den främsta drivkraften för att ingå en villkorat avtal med en systemansvarig. Värdet av den eventuella flexibilitet som krävs motiveras då primärt av den förväntade lönsamheten hos företaget av att förädla el till en slutprodukt eller tjänst som den kan sälja på världsmarknaden.

Om det villkorade avtalet dessutom leder till en något reducerad anslutningsavgift kan det på marginalen påverka ett investeringsbeslut. Eftersom ett villkorat avtal ofta erbjuds som ett alternativ till tidskrävande och kostsamma förstärkningar av elnätet är det rimligt att anta att en villkorad anslutning i vissa fall medför mindre kundspecifika kostnader för nätföretaget och att en kostnadsriktig anslutningsavgift därför bör vara något lägre.

Mot bakgrund av den utvecklade EU-rätten inom området och det förhållandevis stora intresset från svenska nätföretag är det angeläget att Ei inom ramen för deras lagstiftningsarbete med anledning av det reviderade elmarknadsdirektivet förtydligar förutsättningarna för ett nätföretag att tillämpa villkorade avtal och vad konsekvenserna kan bli för nätkunderna och för elmarknadens funktionssätt.

Flera länder, bland annat bland annat Nederländerna, Danmark och Norge, gör en åtskillnad mellan permanenta och tillfälliga villkorade avtal, där tillfälliga kan syfta till att tidigarelägga nyanslutning medan permanenta är en avgiftsstruktur som kan erbjudas hela nätkundskollektivet. Permanenta villkorade avtal ger ofta en nedsatt effektavgift vilket kan öka incitamenten för flexibla resurser såsom energilager att delta på balansmarknaden.

Värdet av information – kapacitetskartor och nätutvecklingsplaner

I kapitel 5 beskrivs de nya kraven på systemansvariga att samordna nya anslutningar (se avsnitt 5.5.5 under rubriken Samordning av nya anslutningar). I avsnittet beskrivs de nya kraven på nätutvecklingsplaner och de nya kraven enligt EU-rätten på systemansvariga att offentliggöra detaljerad information om tillgänglig kapacitet. Dessa krav kan ha flera positiva effekter på nätkundernas möjlighet att beräkna värdet av flexibilitet:

1. *Bättre insyn i tillgänglig nätkapacitet:* Genom att systemansvariga publicerar detaljerad information om tillgänglig kapacitet och pågående anslutningsförfrågningar får nätkunder en tydligare bild av nätets belastning i olika områden. Detta möjliggör en mer informerad bedömning av hur värdefull flexibilitet kan vara i ett visst område.
2. *Tydligare värdering av flexibel anslutning:* Information om möjligheten till flexibel anslutning i överbelastade områden gör det möjligt att kvantifiera ekonomiska överväganden mellan en snabbare, flexibel anslutning och en ”prima”, men potentiellt mer kostsam och tidskrävande, nätanslutning. Flexibilitetsleverantörer kan därmed beräkna lönsamheten i att erbjuda tjänster för att hantera överbelastningar. Detta kan exempelvis påverka affärsmodeller för batterilagring, efterfrågeflexibilitet och planerbar eller flexibel produktion.
3. *Ökad marknadseffektivitet:* När fler aktörer har insyn i nätets kapacitet och belastning kan flexibilitet köpas och säljas mellan aktörer på mer konkurrensneutrala villkor, vilket har potential att skapa bättre prissättning för flexibilitetstjänster.

6.8 Spänningsreglering och reaktiv effekt i elsystemet

Prestanda avseende spänning kan bedömas på olika tidsskalor och påverkas av flera faktorer inom elsystemet.

För att säkerställa en driftsäker och effektiv elöverföring med hög kvalitet måste spänningen hållas inom specificerade gränser

under alla relevanta driftsförhållanden. Driftsäkerhetsgränser med avseende på spänningsnivåer finns för överföringssystem definierade i SO GL. Spänningsstabilitet avser förmågan att i samtliga punkter upprätthålla stabila och acceptabla spänningar och kunna återgå till ett nytt jämviktsläge efter att ha utsatts för en störning och för överföringssystem definieras begreppet i SO GL. Ei använder begreppet spänningskvalitet som en samlingsbenämning i sina föreskrifter om transport av el med god kvalitet (EIFS 2023:3).

I likhet med vad som gäller vid hantering av frekvensavvikelser måste olika tidsperspektiv beaktas vid spänningsreglering. En viktig skillnad är dock att spänningen kan variera lokalt, medan frekvensen förenklat är densamma i hela det synkrona nordiska elsystemet.

Spänningen påverkas i hög grad av den aktiva effektöverföringen och det finns flera metoder för att upprätthålla spänningen. Dessa skiljer sig åt beroende på tid, plats och spänningsnivå. De huvudsakliga metoderna för att reglera spänningen är att upprätthålla reaktiv effektbalans genom tillförsel eller minskning av reaktiv effekt, samt att använda reglerbara transformatorer med lindningskopplare för att anpassa spänningsnivåerna i elnätet.

Reaktiv effekt är en central parameter i elsystemet, då den bidrar till att upprätthålla acceptabla spänningar och möjliggör effektiv överföring av aktiv effekt. Detta kräver att elsystemets aktörer kan både generera och konsumera reaktiv effekt vid behov. Hur mycket spänningen påverkas av förändringar av aktiv och reaktiv effekt påverkas bland annat av nätstyrkan och kortslutningseffekten, samt dess egenskaper hos produktionsanläggningar och elanvändare.

Skillnaden mellan aktiv och reaktiv effekt

Spänningen påverkas i såväl överföringsnätet som region- och lokalnätet av mängden aktiv effekt som matas in, transporteras och förbrukas. I överföringsnätet styrs spänningen främst av balansen mellan genererad och konsumerad reaktiv effekt. I region- och lokalnätet styrs spänningen även av reglerbara transformatorer. Förändringar i produktions- och förbrukningsmönster har stor betydelse för både reaktiv och aktiv effekt.

Brist på reaktiv effekt kan generellt orsaka spänningsfall, medan ett överskott kan leda till förhöjd spänning. Båda dessa situationer

påverkar driftssäkerheten och effektiviteten och kan minska livslängden för elektriska komponenter.

Faktaruta: Reaktiv effekt och spänningsstabilitet

Brist på reaktiv effekt leder till spänningsfall

- Reaktiv effekt behövs för att hålla spänningen stabil i elnätet. Reaktiv effekt mäts i enheten megavoltampere reaktiv (Mvar).
- För lite reaktiv effekt leder till spänningsfall, särskilt i svaga nät med långa överföringsavstånd.
- Låga spänningsnivåer kan göra att produktionsanläggningar kopplas bort och att motorer och apparater fungerar ineffektivt eller stannar.
- Låga spänningsnivåer ökar förlusterna i nätet.

Överskott av reaktiv effekt leder till förhöjd spänning

- För mycket reaktiv effekt kan leda till överdriven spänningshöjning.
- Detta kan orsaka överbelastning av isoleringssystem och skador på känsliga komponenter.

Påverkan på driftssäkerhet och komponenternas livslängd

- Driftssäkerhet: Överskott eller underskott av reaktiv effekt kan innebära att spänningen blir för hög eller låg och göra elsystemet instabilt, genom att skyddssystem kopplar bort produktionsanläggningar eller delar av nätet.
- Komponentlivslängd: Hög spänning orsakar värmeutveckling och nedbrytning av isolering, medan låg spänning kan öka strömbelastningen och slita ut nätkomponenter snabbare.

Spänningsreglering kräver att både nätanslutna kunder och systemansvariga har den tekniska förmågan att styra den reaktiva effekten. Detta är avgörande för att balansera spänningen i elsystemet och säkerställa en stabil drift. För att upprätthålla spänningsstabilitet måste anslutna anläggningar också vara konstruerade så att de inte

kopplas bort vid kortvariga spänningsavvikelser, exempelvis vid ett tillfälligt nätfel. Denna egenskap, ofta kallad feltålighet eller spänningsridningstålighet (Voltage Ride-Through, VRT), är särskilt viktig för att förhindra kaskadeffekter av störningar och påverkan på onödigt stora delar av nätet.

6.8.1 Ansvaret för spänning och reaktiv effekt

Svenska kraftnät ansvarar för att spänningen i överföringsnätet hålls inom driftsäkerhetsgränser och för att upprätthålla spänningsstabiliteten. Detta görs genom att säkerställa en tillräcklig tillgång på reaktiv effekt. Regionnäts- och lokalnätsägare ansvarar för att spänningen hålls inom fastställda gränser på sina respektive spänningsnivåer. Eftersom överföringsnät, regionnät och lokalnät är sammankopplade och reaktiv effekt inte kan transporteras över långa avstånd på ett effektivt sätt, krävs en välkoordinerad hantering vertikalt mellan nätägare på olika nivåer.

Koordinering mellan olika spänningsnivåer

För att säkerställa att spänningen är stabil och hålls inom rätt gränser, och därigenom bidrar till ett robust elsystem, krävs en samverkan mellan följande aktörer både vid systemplanering och under driftskedet:

- Svenska kraftnät ansvarar för spänningsreglering i överföringsnätet och kan vid behov aktivera reaktiva resurser med hjälp av nätkunder (primärt från elproduktion och regionnätsföretag) samt helt integrerade nätkomponenter, såsom shuntreaktorer, shuntkondensatorer, STATCOMs och HVDC-VSC. Genom anslutningskrav säkerställs att exempelvis elproduktion automatiskt bidrar med reaktiv effekt när spänningen varierar.
- Regionnätsägare ansvarar för spänningsreglering i regionnätet och kan vid behov styra spänningen med reglerbara transformatorer och aktivera reaktiva resurser med hjälp av nätkunder (primärt från elproduktion, andra regionnätsföretag och lokalnätsföretag) samt helt integrerade nätkomponenter, såsom shuntreaktorer, shuntkondensatorer. Genom anslutningskrav säkerställs att

exempelvis elproduktion automatiskt bidrar med reaktiv effekt när spänningen varierar.

- Lokalnätsägare ansvarar för spänningsreglering i lokalnätet och kan vid behov styra spänningen med reglerbara transformatorer. I lokalnäten kan reaktiv effekt genereras eller konsumeras av elektriska maskiner inom industrier och elproduktion. En ökad andel markkablar genererar reaktiv effekt och långa ledningar med relativt höga nätförluster bidrar också till ett ökande behov av att hantera reaktiv effekt lokalt. Till skillnad från i transmissions- och regionnät är det dock framför allt den aktiva effekten som påverkar spänningen i lokalnäten.
- Elproducenter ansvarar för att bidra med spänningsreglering utifrån anslutningskrav och i dialog med Svenska kraftnät, regionnätsägare och lokalnätsägare.

6.8.2 Förutsättningar för systemansvariga att tillgodose behovet av reaktiv effekt

De systemansvariga har tre huvudsakliga sätt att säkerställa en tillräcklig tillgång på reaktiv effekt i elsystemet:

1. Genom kravställning vid anslutning (regelverk och tekniska krav på anslutna aktörer) för att säkerställa att elproducenter och elanvändare bidrar med spänningsreglering. Eftersom reaktiv effekt hanteras på flera nätspänningsnivåer och berör många aktörer, krävs en samverkan mellan dessa för att utforma effektiva krav (se kapitel 5).
2. Genom att tillgodose behovet i egen regi genom investeringar i helt integrerade nätkomponenter eller andra tekniska lösningar.
3. Genom prissättning och ekonomiska incitament (nätavgifter, ersättning/avgifter, marknadsbaserad anskaffning) för att styra nätkundernas beteende.

Svenska kraftnät har, som en följd av förslagen i rapporten Stödtjänster och avhjälpande åtgärder i ett energisystem under förändring (2021), utrett behovet av att införa icke-frekvensrelaterade stödtjänster för spänningsreglering och felströmsinmatning.

Kortfristiga åtgärder

På kort sikt bedömer Svenska kraftnät att utvecklad teknisk kravställning och förbättrad samordning med systemansvariga för distributionssystem är de mest prioriterade åtgärderna. Detta är avgörande för att Svenska kraftnät ska kunna hålla spänningen inom driftsäkerhetsgränserna och upprätthålla spänningsstabiliteten.

En reaktiv effektkomponent i nätavgiften

En reaktiv effektkomponent i nätavgiften är under framtagande. En sådan skulle möjliggöra ersättning för spänningsreglerande bidrag som kan mätas i anslutningspunkten till överföringsnätet. Detta skulle innebära att:

- Direktansluten produktion enkelt kan ta del av incitamentet.
- Regionnätsägare behöver bli mer aktiva i styrningen av produktion och reaktivt utbyte i anslutningspunkten till överföringsnätet samt föra ersättningen vidare till spänningsreglerande produktion som är ansluten till regionnäten.

Långsiktiga investeringar och strategier

Svenska kraftnät investerar löpande i helt integrerade nätkomponenter för dynamisk spänningsreglering. När det gäller felströmsinmatning, som påverkar nätstyrka och kortslutningseffekt, bedöms en utvecklad kravställning vara den mest brådskande åtgärden på kort sikt, medan pågående arbete ska klargöra om och vilka ytterligare åtgärder som kan vara effektiva på längre sikt.

Svenska kraftnäts slutsatser

Även om förutsättningarna för marknadsbaserad anskaffning av reaktiv effekt har analyserats, bedöms ett införande för närvarande inte vara aktuellt. Fokus ligger i stället på förbättrad samordning, kravställning, nättariffer och strategiska investeringar för att säkerställa driftsäkerheten i överföringsnätet.

6.8.3 Utredningens bedömning avseende ekonomiska incitament

Reaktiv effekt är, tillsammans med reglerbara transformatorer, en avgörande faktor för att hålla spänningen inom fastställda gränser i elsystemet. Den reaktiva effekten påverkar både nätförluster och kapaciteten att överföra aktiv effekt. Effektfaktorn är ett mått på förhållandet mellan aktiv effekt (kW) och den totala effekten (kVA) som anläggningen tar ut eller matar in i nätet. En låg effektfaktor innebär att en större andel av den totala effekten utgörs av reaktiv effekt, vilket kan belasta elnätet och öka behovet av kompensationsåtgärder. För att hantera detta kan avgifter för låg effektfaktor införas, där elanvändare och i vissa fall producenter får betala en extra avgift om deras effektfaktor underskrider en viss gräns (exempelvis 0,95). Detta är framför allt relevant för lokal- och regionnät och inte för överföringssystemet.

Samtidigt kan vissa aktörer bidra positivt genom att tillhandahålla styrbar reaktiv effekt genom spänningsreglering. Detta gäller exempelvis kraftverk med synkrongeneratorer, såsom vattenkraft och kärnkraft, samt förnybara kraftparksmoduler med styrbara omriktare (som vind- och solkraft). Dessa aktörer kan få ekonomisk ersättning om de aktivt spänningsreglerar nätet genom att generera eller konsumera reaktiv effekt vid behov.

Utredningen bedömer att en dylik ersättning långsiktigt inte bör överstiga den långsiktiga alternativkostnaden för de systemansvariga att tillgodose behovet i egen regi genom investeringar i helt integrerade nätkomponenter eller andra tekniska lösningar (se avsnitt 6.4.1). Energimyndigheten har, baserat på denna metod, gjort en grov uppskattning av det värde ett kraftvärmeverk bidrar med avseende spänningsreglering och kommit fram till att ersättningen motsvarar 0,8 öre per producerad kilowattimme (Energimyndigheten, ER 2023:27). Svenska kraftnät ifrågasätter dock relevansen av den uppskattade ersättningsnivån, eftersom den hypotetiskt skulle ha inneburit att kärnkraftsreaktorn i Oskarshamn mottog 88 miljoner kronor i ersättning under 2021, baserat på en årsproduktion om 11 terawattimmar. Denna ersättning kan ställas i relation till de uppskattade årliga drift- och investeringskostnaderna (OPEX+CAPEX) för en helt integrerad nätkomponent, såsom en STATCOM med en kapa-

citet på 200 Mvar[71], vilka beräknas uppgå till 15–20 miljoner kronor per år. Vidare framhåller Svenska kraftnät att en STATCOM ger den systemansvariga full kontroll över dess drift, inklusive möjligheten att planera underhåll, bestämma placering och optimera reglerstyrkan. Dessa faktorer gör att Svenska kraftnät bedömer nyttan av en STATCOM som högre än motsvarande funktionalitet från en elproducent[72].

För att ytterligare förbättra hanteringen av reaktiv effekt kan differentierade nätavgifter för reaktiv effekt införas beroende på nätets belastning. I områden där bristen på reaktiv effekt är särskilt stor, eller där överskott skapar spänningsutmaningar, kan nätavgiften justeras för att styra incitamenten hos nätanslutna aktörer. Detta innebär att kostnader och ersättningar kan variera beroende på geografisk plats och lokala nätförutsättningar. Inom Svenska kraftnäts arbete med att ta fram en ersättningsmodell för reglerbar reaktiv effekt har bedömningen gjorts att en icke-differentierad tariffersättning per enhet utbytt reaktiv effekt är att föredra. I områden med större behov kommer spänningsvariationerna att vara mer uttalade, vilket leder till högre ersättning genom större volymer utbytt reaktiv effekt. En geografiskt differentierad avgiftskomponent för reaktiv effekt, baserad på lokala behov, har övervägts men bedöms medföra en högre komplexitet utan att uppvägas med en motsvarande nytta.

Utredningen bedömer att följande åtgärder kan vara relevanta för att skapa ekonomiska incitament för aktörer anslutna till överföringsnätet, regionnätet och lokalnät i tillämpliga fall att bidra till hantering av reaktiv effekt:

- Avgifter för låg effektfaktor: Elanvändare och elproducenter med en effektfaktor under en viss gräns kan påföras en avgift för att begränsa överdriven konsumtion eller, där det är relevant, överproduktion av reaktiv effekt. Utredningen bedömer att det primärt kan vara relevant för lokal- och regionnät.
- Ersättning för reglerbar reaktiv effekt: Vissa aktörer, såsom industriella anläggningar, omriktaransluten väderberoende elproduktion, och kraftverk med synkrongeneratorer kan ges ekonomisk ersättning om de bidrar med styrbar reaktiv effekt till systemet.

[71] Det reaktiva effektutbytet brukar vara ± 100–150 Mvar när Oskarshamn är i drift.
[72] Skrivelse från Svenska kraftnät inkommen 28 februari 2025.

Detta är in linje med Svenska kraftnäts pågående arbete med att ta fram om reaktiv effektkomponent i nätavgiften (Svenska kraftnät, 2021a).

Utredningen anser att med en kombination av kravställning, egna investeringar i helt integrerade nätkomponenter och ekonomiska incitament kan reaktiv effekt hanteras mer effektivt, vilket stärker elsystemets stabilitet och optimerar nätets kapacitet.

Svenska kraftnäts pågående arbete med att utveckla en ersättningsmodell för reglerbar reaktiv effekt är en positiv och viktig åtgärd. Den förväntas bidra till att det reaktiva effektutbytet i anslutningspunkten i större utsträckning prissätts i linje med den systemnytta den kan generera, vilket kan stärka aktörernas incitament att tillhandahålla denna tjänst.

Förslagen om avgifter och incitament för reaktiv effekt är dock under rådande förutsättningar inte direkt tillämpbara på lokalnät och många regionnät i Sverige av flera skäl, främst kopplade till tekniska, rättsliga och marknadsmässiga begränsningar.

- Tekniskt: Det saknas mätutrustning och styrsystem för att tillämpa avgifter och incitament effektivt.
- Rättsligt: Systemet för nätavgifter på lokal- och regionnät är inte utformat för att hantera reaktiv effekt på samma sätt som i överföringsnätet och vissa ledningar i det högspända regionnätet.
- Marknadsmässigt: Småskalig hantering av reaktiv effekt via avgifter skulle vara administrativt krävande och ge begränsad nytta.

I lokalnät och lågspända regionnät hanteras reaktiv effekt ofta bättre genom nätförstärkningar, installation av kondensatorbatterier och reaktorer, samt genom bättre nätplanering i stället för tariffbaserade incitament. Till skillnad från transmissions- och högspända regionnät är det också framför allt den aktiva effekten som påverkar spänningen i lokalnäten.

6.9 Ö-drift och dödnätsstart

Bedömning: På några platser i landet råder brist på elproduktionsanläggningar som kan stödja lokal och regional ö-drift samt bidra till förnyad spänningssättning av överföringssystemet. Svenska kraftnät bör se över den nuvarande ersättningsmodellen och dess finansiering för att säkerställa att befintliga anläggningar bibehålls och att nya kan etableras.

Det behövs ett tydligare regelverk för lokal och regional ö-drift och en mer preciserad ansvarsfördelning mellan bland annat Svenska kraftnät, systemansvariga för distributionssystem och länsstyrelserna. Det bör vidare utredas hur ansvaret för frekvenshållning under lokal och regional ö-drift hos systemansvariga för distributionssystem kan säkerställas i ellagen.

Samordningen mellan systemansvariga för överförings- och distributionssystem bör stärkas så att systemansvariga för distributionsnät får rimliga planeringsförutsättningar vid lokala fel i Svenska kraftnäts överföringsnät och vid återuppbyggnadstillstånd i överföringssystemet. Processen för att prioritera och besluta om ekonomisk ersättning för elberedskapsåtgärder behöver ske enligt tydliga kriterier för att ge planeringsförutsättningar för berörda parter.

Svenska kraftnät bör strategiskt granska återuppbyggnadsplanen för att säkerställa att nödvändiga åtgärder och förmågor är rätt lokaliserade och dimensionerade för ett förändrat säkerhetsläge. Översynen bör ta höjd för ett elsystem med 300 TWh elanvändning år 2045, där en stor andel av den nya elproduktionen ansluts på lägre spänningsnivåer. Detta kan medföra nya utmaningar för ö-drift och dödnätsstart, vilket kräver att återuppbyggnadsplanen anpassas för att säkerställa försörjningstryggheten vid fredstida kriser och höjd beredskap.

Ö-drift innebär att ett elnät eller delar av det tillfälligt drivs isolerat från det övergripande elsystemet. Sådan drift kan ske antingen planerat eller oplanerat. Den används för återuppbyggnad av elsystemet eller vid stora och långvariga avbrott på överföringsnätet när återuppbyggnad inte är möjlig. Under ö-drift är det avgörande att balansen mellan elproduktion och elanvändning upprätthålls inom det isolerade området, vilket ställer höga krav på lokal produktions-

kapacitet och regleringsförmåga hos såväl produktions- som förbrukningsanläggningar. I Sverige finns två huvudsakliga regelverk avseende ö-drift:

1. Elberedskapslagen som syftar till för att säkra elförsörjningen till samhällsviktiga funktioner vid stora och långvariga avbrott på överföringsnätet.
2. ER som syftar till att värna om driftsäkerhet, förhindra att en incident sprids eller förvärras och därmed undvika en omfattande störning och ett nätsammanbrott, samt möjliggöra en effektiv och snabb återuppbyggnad av elsystemet efter nöddrifttillstånd eller nätsammanbrott. ER innehåller även krav på särskild hantering av högprioriterade betydande nätanvändares och hur tillgången till el ska säkerställas för dessa.

6.9.1 Finansiering av ö-drift och dödnätsstart

Svenska kraftnät har olika ansvar i rollerna som systemansvarig för överföringssystem och elberedskapsmyndighet. Myndigheten ska således säkerställa att nödvändiga förmågor relaterade till ö-drift och dödnätsstart finns på plats utifrån flera syften. Finansieringen kan skilja sig åt beroende på syftet:

- Åtgärder inom ramen för systemansvaret för överföringssystem ska enligt artikel 8.1 i ER finansieras genom nätavgifter eller andra lämpliga mekanismer.
- Beredskapsåtgärder som beslutas i rollen som elberedskapsmyndighet finansieras genom statliga anslag. Elberedskapsanslaget har ökat de senaste åren och uppgick 2024 till cirka 700 miljoner kronor (Svenska kraftnät, 2024/1568).

Historiskt har den tekniska funktionaliteten hos produktions- och förbrukningsanläggningar med förmåga att bidra till ö-drift och dödnätsstart och deras roll i lågnivåstrategin för förnyad spänningssättning av överföringssystemet enligt Svenska kraftnät (2018/2753) säkerställts genom beslut enligt 3 och 5 §§ elberedskapslagen (1997:288). Svenska kraftnät planerar dock att utreda möjligheten att i framtiden anskaffa och finansiera denna förmåga genom exempelvis nätavgif-

ter i enlighet med ER, i stället för genom beslut inom ramen för elberedskapslagen (Svenska kraftnät, 2023b).

Utredningen bedömer att en sådan förändring skulle kunna frisställa statliga resurser, vilket möjliggör en bredare satsning på lokal och regional ö-drift för totalförsvarets behov på fler platser i landet.

Svenska kraftnät framhåller också vikten av en ändamålsenlig teknisk kravställning på beredskapsförmågor vid anslutning i enlighet med HVDC[73] och Rfg[74] eftersom det varken är lämpligt eller kostnadseffektivt att helt förlita sig på ett marknadsbaserat förfarande för den här typen av åtgärder.

6.9.2 Ö-drift som beredskapsåtgärd enligt elberedskapslagen

Ö-drift som beredskapsåtgärd enligt elberedskapslagen syftar till att säkerställa elförsörjningen till samhällsviktiga funktioner inom ett begränsat geografiskt område vid långvariga avbrott på överföringsnät. Tillgång till lokal elproduktion som har förmåga till frekvens- och spänningsreglering är en nödvändig förutsättning för att det ska komma till stånd. Den nuvarande ersättningsmodellen bygger på kostnadsersättning för den beredskapsåtgärd som beslutas. För att undvika att beredskapsmedel snedvrider konkurrensen på elmarknaden ska eventuella marknadsintäkter som mottagaren erhåller räknas av från den årliga beredskapsersättningen. Ett exempel är Svenska kraftnäts beslut om att återställa Öresundsverket för att vara tillgängligt för ö-drift senast 2025 (Svenska kraftnät, SB 2023/56). Utredningen har identifierat ett antal utmaningar:

- På några platser i landet råder brist på produktionsanläggningar som kan stödja lokal och regional ö-drift. Det råder framför allt brist på produktionsanläggningar i områden med stora befolkningscentra och där det samtidigt finns behov av lokal eller regional ö-drift. Elberedskapsmyndigheten Svenska kraftnät kan behöva utvärdera om det är motiverat att förändra ersättningsmodellen för att bibehålla befintliga anläggningar samt skapa förutsättningar för nya anläggningar. Svenska kraftnät ifråga-

[73] Kommissionens förordning (EU) 2016/1447 av den 26 augusti 2016 om fastställande av nätföreskrifter med krav för nätanslutning av system för högspänd likström och likströmsanslutna kraftparksmoduler.
[74] Kommissionens förordning (EU) 2016/631 av den 14 april 2016 om fastställande av nätföreskrifter med krav för nätanslutning av generatorer.

sätter om ersättning enligt elberedskapslagen utgör en lämplig modell för att uppnå önskad effekt[75]. I stället förespråkas andra mekanismer som inte riskerar att snedvrida marknadens funktionssätt. En produktionsanläggning måste kunna motiveras utifrån flera systemnyttor utöver enbart beredskap för ö-drift eller återuppbyggnad, då en så pass begränsad användning inte bedöms vara samhällsekonomiskt försvarbar. Det bör enligt Svenska kraftnät vidare understrykas att Öresundsverket utgör ett undantag snarare än en norm, vilket tydligt framgår av det beslut som fattats i frågan (Svenska kraftnät, SB 2023/56).

- Det behövs ett tydligare regelverk och en tydligare ansvarsfördelning mellan bland annat Svenska kraftnät, regionnäten, lokalnäten och länsstyrelserna (se avsnitt 6.3.2 och en potentiell samordningsvinst med Styrel). Det bör vidare utredas hur ansvaret för frekvenshållningen under lokal och regional ö-drift för systemansvariga för distributionssystem kan säkerställas enligt ellagen. Svenska kraftnät framhåller att systemansvariga för distributionsnät bedömer att de inte har något ansvar enligt 4 kap. 20 § ellagen vid längre avbrott som orsakas av överföringsnätet. Därmed anser de sig inte heller ha något eget ansvar för lokal eller regional ö-drift. Det är av denna anledning som elberedskapslagen tillämpas, eftersom frågan faller utanför skyldigheter enligt lag eller avtal. Denna otydlighet – eller det ansvarsgap som uppstår mellan olika aktörer – behöver klargöras för att säkerställa försörjningstryggheten.[76]
- Det behövs en bättre samordning mellan överförings- och distributionsnät om vad som förväntas av de olika aktörerna vid ett lokalt fel i överföringsnätet samt vid nöddrift- och återuppbyggnadstillstånd i överföringssystemet. Därigenom kan de systemansvariga för distributionssystemen få rimliga planeringsförutsättningar att dimensionera behovet av lokala och regionala åtgärder för ö-drift. Processen för att prioritera och besluta om ersättning för elberedskapsåtgärder behöver ske enligt tydliga kriterier för att ge planeringsförutsättningar för berörda parter.

[75] Skrivelse från Svenska kraftnät inkommen 26 februari 2025.
[76] Ibid.

En sammanfattande bedömning av Svenska kraftnät är att Elberedskapslagen innebär att en aktör inom elförsörjningen kan åläggas att vidta en beredskapsåtgärd och erhålla kostnadsersättning för dess genomförande. Lagens syfte är att stärka elförsörjningens förmåga att motstå, hantera och återhämta sig från svåra störningar som kan påverka samhället. Dock är elberedskapslagen ett begränsat verktyg när det gäller att möjliggöra investeringar i nya anläggningar för att stärka försörjningstryggheten eller att ekonomiskt stödja befintliga anläggningar som saknar kommersiell lönsamhet. Därför föreslår Svenska kraftnät en utredning av hur kompletterande stödåtgärder, utöver elberedskapslagen, kan utformas för att säkerställa den grundläggande försörjningstryggheten. Samtidigt bör elberedskapslagens roll tydliggöras och utvecklas för att effektivt bidra till en robust elförsörjningstrygghet i samverkan med sådana åtgärder.

6.9.3 Ö-drift som återuppbyggnadsåtgärd enligt ER

Ö-drift som återuppbyggnadsåtgärd syftar till att återställa överföringssystemet efter en omfattande störning eller spänningskollaps. I artikel 26 i ER ställs krav på att den systemansvariga för överföringssystemet ska ta fram en lågnivåstrategi för en förnyad spänningssättning. För svenskt vidkommande innebär det att Svenska kraftnät bygger upp överföringsnätet som en ryggrad genom dödnätsstart hos anläggningar med större effekt och som har avtal med Svenska kraftnät, för att sedan spänningsätta angränsande nät successivt. Systemskyddsplanen kan också innehålla resurser för ö-drift och dödnätsstart eftersom högprioriterade betydande nätanvändare med särskilda villkor för frånkoppling ska anges och hanteras genom planerna. Utifrån den återuppbyggnadsstrategi som finns i dag känner sig Svenska kraftnät trygga med att de förmågor som finns i elsystemet är tillräckliga för en förnyad spänningssättning av överföringssystemet. Återuppbyggnadsstrategin ses löpande över för att ta hänsyn till förändringarna i elsystemet och det rådande omvärldsläget. Om analysen identifierar nya behov behöver strategin uppdateras och eventuellt nya förmågor och åtgärder implementeras i elsystemet.

Utredningen har identifierat följande utmaningar:

- I det försämrade säkerhetsläget som råder i Sveriges närområde kan det finnas starka skäl för Svenska kraftnät att strategiskt granska återuppbyggnadsplanen för att säkerställa att nödvändiga åtgärder och förmågor är rätt lokaliserade och dimensionerade. Denna översyn bör ta höjd för ett framtida elsystem där elanvändningen kan nå 300 TWh år 2045, och där en stor andel av den nya elproduktionen förväntas anslutas på lägre spänningsnivåer och inneha förändrade egenskaper jämfört med dagens mer centraliserade elsystem. Detta kan innebära nya utmaningar för ö-drift och dödnätsstart, vilket kräver att återuppbyggnadsplanen anpassas för att hantera förändrade systemförutsättningar. En sådan genomlysning kan säkerställa en effektiv samordning av resurser och stärka försörjningstryggheten vid fredstida kriser och höjd beredskap.
- Ei anser att Svenska kraftnät bör få i uppdrag att revidera förteckningen av högprioriterade betydande nätanvändare, enligt ER, så att resurserna i systemskydds- och återuppbyggnadsplan samordnas med exempelvis nationell lagstiftning om styrning av el till prioriterade elanvändare vid bristsituationer.
- Ei bedömer att systemskydds- och återuppbyggnadsplanen i Sverige inte har utformats med tillräcklig samordning och hänsyn till beredskapsåtgärder. Detta innebär att tillämpningen av regelverken inte har varit tillräckligt koordinerad, vilket kan påverka elsystemets robusthet och återställningsförmåga vid krissituationer.

6.9.4 Tekniska och driftsmässiga förutsättningar

Dödnätsstart är en förutsättning för att etablera ö-drift vid både beredskapssituationer och återuppbyggnad av överföringssystemet. För att genomföra en dödnätsstart krävs produktionsanläggningar med förmåga att starta utan extern elförsörjning.

En stabil ö-drift kräver en väl utvecklad förmåga till spännings- och frekvensreglering genom att produktionen hela tiden matchar förbrukningen i nätet. Manuella och automatiserade system för snabb återstart och nätstabilisering samt reservkraft och avhjälpande åtgär-

der som kan stödja nätet under uppstarten är också viktiga förutsättningar.

Som elberedskapsmyndighet ansvarar Svenska kraftnät för beslut om etablering och upprätthållande av ö-driftsförmåga i anläggningar som kan bidra till regional eller lokal ö-drift. Ö-driftsförmågan omfattar både tekniska aspekter, såsom dödnätsstart, frekvens- och spänningsreglering, samt organisatoriska aspekter, exempelvis ö-driftsplanering och kommunikationsförmåga. Båda dessa komponenter är avgörande för att ö-driften ska fungera effektivt.

Svenska kraftnät arbetar med återuppbyggnadsplanen genom att nyttja tekniska förmågor som krävs enligt anslutningsförordningarna (RfG och HVDC) och genom andra åtgärder i enlighet med ER, samt genom att säkerställa organisatoriska förutsättningar till exempel genom att ha driftinstruktioner och tränad personal. Allt detta bidrar till att stärka systemskydd och återuppbyggnad av elnätet. Svenska kraftnät samarbetar även med de andra nordiska länderna för att vidareutveckla dessa funktioner och åtgärder.

7 Ansvar och roller avseende balansansvar

Utredningen ska enligt direktiven föreslå hur marknadsaktören leverantör av balanstjänst kan införas i svensk rätt. Vidare ska utredningen föreslå hur ansvarsområdena för balansansvarig part, leverantör av balanstjänst och leverantör av aggregeringstjänster kan tydliggöras med beaktande av ansvarsområdet för leverantör av balanstjänst. Nödvändiga författningsförslag ska lämnas.

I direktiven framhålls att införandet av marknadsaktören *leverantör av balanstjänster* genom EU-rätten förväntas bidra till ökad konkurrens och harmonisering av marknaderna för stödtjänster. Det förväntas även bidra till ökad tydlighet avseende de förutsättningar och uppgifter för marknadsaktören oberoende aggregator som införts i svensk rätt genom bland annat 9 kap. 30–34 §§ ellagen (1997:857). För att tydliggöra gällande regelverk och därigenom öka förutsättningarna för elmarknaden att fungera på ett ändamålsenligt sätt bör även ellagen och berörda förordningar särskilja marknadsaktörernas uppgifter och harmonisera deras respektive ansvar med EU-rätten på området. Utredaren ska därför föreslå hur marknadsaktören leverantör av balanstjänst kan införas i svensk rätt, och föreslå hur ansvarsområden för balansansvarig part, leverantör av balanstjänst och leverantör av aggregeringstjänster kan tydliggöras med beaktande av ansvarsområdet för leverantör av balanstjänst.[1]

[1] Dir. 2024:12 s. 6 f.

7.1 Balansering av elsystemet

En viktig uppgift för Svenska kraftnät är att upprätthålla balansen i kraftsystemet. Balansering innebär, förenklat uttryckt, att säkerställa att det varje sekund tillförs lika mycket el till elsystemet som det förbrukas. Balans mellan produktion och förbrukning av el är en förutsättning för att kraftsystemet ska fungera och leverera el. Störningar i balansen riskerar även att skada eller helt slå ut teknisk utrustning.

Många faktorer påverkar balansen mellan tillförd och förbrukad eleffekt. De olika system och funktioner som krävs för att hantera detta kallas för balanseringsprocessen. Processen omfattar både själva balanseringen av el i det fysiska elnätet i realtid och de åtgärder som behöver vidtas före och efter driftögonblicket.

7.1.1 Balansansvariga planerar för balans

Ett balansansvarigt[2] företag ansvarar ekonomiskt och planeringsmässigt för att det i realtid tillförs lika mycket el till kraftsystemet som dess kunder förbrukar. Detta ansvar kallas balansansvar[3]. Ett företags balansansvar kan även överlåtas till ett annat balansansvarigt företag. De balansansvariga företagen måste teckna ett avtal om balansansvar med Svenska kraftnät, och ett avtal om avräkning av obalanser med eSett Oy. Detta företag sköter balansavräkningen i Sverige, Norge, Finland och Danmark. Företaget ägs gemensamt av de nordiska systemansvariga för överföringssystem.

De balansansvariga gör noggranna planer för kommande förbrukning och produktion inom varje elområde, dygnet runt och året om. Produktions- och förbrukningsplaner används för drift av kraftsystemet och rapporteras till Svenska kraftnät.

För att komma i balans inför leveransperiodens start handlar de balansansvariga med elproduktion och elförbrukning. Handelsplaner (kommersiella planer) avgör en balansansvarig parts slutliga position som används för att beräkna obalansen för respektive balansansvarig part. Handelsplaner rapporteras till eSett Oy. Elbörserna rapporterar de balansansvarigas handel mellan elområden medan de balansansvariga själva rapporterar bilateral handel inom elområden.

[2] Rollen som balansansvarig har nyligen utvecklats och förändrats. Se vidare avsnitt 7.2.2.
[3] Se vidare avsnitt 7.2 för en beskrivning av gällande rätt.

Den balansansvarige kan själv, utöver balansansvarsrollen, inneha andra roller i elmarknaden, såsom att vara producent och behöver inte nödvändigtvis handla för att komma i balans, varken bilateralt eller via börs.

I mars 2025 driftsattes den nya nordiska energiaktiveringsmarknaden för stödtjänsten manuell frekvensåterställningsreserv, mFRR (Energy Activation Market, mFRR EAM) vilken tillsammans med införandet av 15 minuters handelsperiod på intradagmarknaden innebär att balansenergi numera prissätts varje kvart. Därmed är den fullständiga implementeringen av 15 minuters avräkningsperiod för obalanser genomförd. Samtidigt infördes krav på att samtliga av de balansansvarigas produktions- och förbrukningsplaner ska avse 15 minuter i stället för, som tidigare, en timme. Vid varje förändring ska planen uppdateras till Svenska kraftnät upp till 45 minuter innan leveranskvartens start.

7.1.2 Svenska kraftnät balanserar under driftkvarten

Det går inte att förutse allt och det uppstår hela tiden avvikelser från de balansansvarigas driftsplaner. En plötslig köldknäpp kan till exempel ge extra behov av uppvärmning och olika former av störningar kan påverka elproduktionen eller överföringsförmågan i elnätet. Variationer i förbrukning och produktion inom och mellan driftkvartar måste därför också hanteras för att upprätthålla balansen.

Svenska kraftnät ansvarar därför för balansering av det samlade svenska kraftsystemet under driftkvarten. Det innebär att Svenska kraftnät övervakar kraftsystemet hela tiden och ”gasar och bromsar” när det behövs för att säkra balans. För att kunna göra det används olika typer av verktyg, så kallade stödtjänster. I praktiken handlar det om att Svenska kraftnät sluter avtal med leverantörer om att tillhandahålla olika typer av förmågor till kraftsystemet för att hantera obalanser och återupprätta balans.

Sveriges elnät är nära sammankopplat med elnät i övriga Norden, vilket innebär att vi direkt påverkas av vad som händer i de andra ländernas elnät och tvärtom. Detta gäller i synnerhet frekvensen som är densamma i hela det synkrona kontrollområdet[4]. Därför delar Svenska kraftnät ansvaret för balansering av hela det nordiska

[4] Omfattar Sverige, Norge, Finland och östra Danmark (DK2).

kraftsystemet med de övriga nordiska systemansvariga för överföringssystem.

7.1.3 Efteråt: kostnaderna för obalanser fördelas

Efter driftkvarten gör Svenska kraftnät en ekonomisk avräkning av kostnaderna för balansering under driftkvarten[5]. De balansansvariga företagen har ett ekonomiskt ansvar för de obalanser de orsakar under respektive avräkningsperiod för obalanser och de avräknas i förhållande till dessa. Avräkningen innebär också att de balansansvariga företag, vars obalans under respektive avräkningsperiod för obalanser bidrar till att minska systemets obalans, får en intäkt. Enligt avtalet om balansansvar ska dock balansansvarig part sträva efter att planera sig i fysisk balans och följa plan. Leverantörer av stödtjänster och avhjälpande åtgärder som avropats respektive aktiverats får ersättning för detta.

7.1.4 Aktuell utveckling av balanseringsprocessen

Kraftsystemet förändras i snabb takt. Omfattande förändringar i konsumtionsmönster, lägre andel planerbar elproduktion och mer gränsöverskridande elöverföring orsakar snabba och stora förändringar av kraftflödena. Detta har stor inverkan på det nordiska kraftsystemets fysik, vilket gör balansering mer utmanande än tidigare[6]. Samtidigt har det uppkommit nya teknologier och nya aktörer på marknaden såsom aggregatorer och företag som tillhandahåller lagrings- och stödtjänster. Vidare har ny EU-lagstiftning införts som reglerar hur kraftsystemet ska balanseras och som styr utvecklingen av en ny balanseringsprocess.

Svenska kraftnät har mot denna bakgrund initierat ett omfattande arbete för att förändra och utveckla balanseringsprocessen. Vissa förändringar har trätt i kraft, medan andra fortfarande är i en utvecklingsfas. Bland annat har rollen som balansansvarig delats upp i två nya aktörsroller, se avsnitt 7.2.2. Balanseringsprocessen utvecklas

[5] Från och med mars 2025 införs 15 minuters avräkningsperiod för obalanser.
[6] Svenska kraftnät (2021). Systemutvecklingsplan 2022–2031. Vägen mot en dubblerad elanvändning.

också inom ramen för det nordiska samarbetsprojektet Nordic Balancing Model (NBM).

7.2 Gällande regelverk

I detta avsnitt beskrivs gällande regelverk, dess tillämpning i Sverige och på vilket sätt ellagens bestämmelser skiljer sig från det europeiska regelverket. Nedan används begreppen marknadsaktör och aktör synonymt.

7.2.1 Europeiskt regelverk

Marknadsaktörerna leverantör av balanstjänst och balansansvarig part definieras i EU:s elmarknadsförordning[7]. Marknadsaktörernas uppgifter regleras ytterligare i kommissionens förordning (EU) 2017/2195 av den 23 november 2017 om fastställande av riktlinjer för balanshållning avseende el (balansförordningen)[8]. I EU-rätten regleras marknadsaktörernas respektive ansvar för avräkningen av obalansenergi, balansenergi och balanskapacitet. De två rollerna definieras på följande sätt i balansförordningen:

- Leverantör av balanstjänster: en marknadsaktör med enheter eller grupper som tillhandahåller reserver och som kan erbjuda balanstjänster till systemansvariga för överföringssystem (artikel 2.6).
- Balansansvarig part: en marknadsdeltagare eller dennes utsedda företrädare som ansvarar för aktörens obalanser (artikel 2.7).

De grundläggande reglerna om balansansvar finns i artikel 5.1 i elmarknadsförordningen där det framgår att alla marknadsaktörer ska vara ansvariga för de obalanser de orsakar i systemet (balansansvaret). Därför ska marknadsaktörerna antingen vara balansansvariga parter eller genom avtal delegera balansansvaret till en balansansvarig part efter eget val. Varje balansansvarig part ska vara ekonomiskt ansvarig för sina obalanser och sträva efter att vara i balans eller hjälpa till att balansera elsystemet.

[7] Förordning (EU) 2019/943.
[8] Förordning (EU) 2017/2195.

Kommissionen har som nyss nämnts även antagit balansförordningen med mer detaljerade bestämmelser. Balansförordningen sätter ramarna för en gemensam och välfungerande europeisk balansmarknad.

Systemansvariga för överföringssystem, i Sverige Svenska kraftnät, ska säkerställa att det i elsystemet momentant tillförs lika mycket el som det förbrukas. För att göra det använder de reserver, balanstjänster. Den systemansvarige för överföringssystem har alltså ansvar för den momentana effektbalansen. En balansansvarig part ansvarar däremot enbart för sin energibalans (dvs. sitt netto av över- och underskott) över en avräkningsperiod.

Balanstjänster är flexibel produktion eller förbrukning som de systemansvariga för överföringssystem köper av leverantörer. Handel med balanstjänster sker på balansmarknaderna[9].

Enligt balansförordningen ska det tas fram villkor och metoder för hur balanstjänster ska upphandlas och aktiveras. Dessutom harmoniseras de viktigaste särdragen för avräkning och obalanser medan detaljerna kring incitamenten för de balansansvariga parterna att bidra till balansen i elsystemet bestäms nationellt.

Vidare omfattar regelverket gemensamma metoder och förutsättningar för att reservera överföringskapacitet mellan elområden för att göra det möjligt för aktörerna att utbyta balanskapacitet och dela reserver.

Enligt balansförordningen är det balansansvarig part som ansvarar för aktörens obalanser. De aktörer som vill vara aktiva på balansmarknaden måste teckna avtal med Svenska kraftnät, dvs. bli leverantör av balanstjänster. Beroende på vilket åtagande aktören har gjort berörs elproducenter, elleverantörer, aggregatorer och elförbrukare av balansförordningens bestämmelser om villkoren för balansansvarig part och leverantör av balanstjänster.

I sammanhanget bör även nämnas kommissionens förordning om driften av elöverföringssystem (SO GL)[10]. Förordningen innehåller bland annat bestämmelser om datautbyte som påverkar ägare av vissa elproduktionsanläggningar och förbrukningsanläggningar samt leverantörer av reserver.

[9] Ansvaret för balansmarknaderna vilar på de systemansvariga för överföringssystem i det gemensamma nordiska kontrollområdet, i Sverige är det Svenska kraftnät.
[10] Kommissionens förordning (EU) 2017/1485 av den 2 augusti 2017 om fastställande av riktlinjer för driften av elöverföringssystem.

7.2.2 Tillämpning i Sverige

EU:s elmarknadsförordning och balansförordningen är direkt tillämpliga i Sverige. Genom balansförordningen införs den för Sveriges del nya aktörsrollen leverantör av balanstjänster.

Regleringen genomförs i praktiken genom de villkor som Svenska kraftnät föreslår och Energimarknadsinspektionen (Ei) beslutar om för leverantör av balanstjänst och genom revidering av de villkor som gäller för balansansvarig part[11].

Från den 1 maj 2024 har rollen som balansansvarig i tillämpningen av balansförordningen delats upp i de två nya aktörsrollerna leverantör av balanstjänster och balansansvarig part.[12]

- Leverantör av balanstjänster (Balancing Service Provider, BSP). En marknadsaktör med godkända förkvalificerade enheter eller grupper och som kan erbjuda stödtjänster till Svenska kraftnät i form av FCR, aFRR och mFRR.[13]
- Balansansvarig part (Balance Responsible Party, BRP). En marknadsaktör som är ekonomiskt ansvarig för de obalanser som ska avräknas mot Svenska kraftnät.

Syftet med att dela upp rollerna är att förbättra förutsättningarna för ökad konkurrens på balansmarknaderna genom att öka antalet leverantörer som har möjlighet att erbjuda stödtjänster för balansering till Svenska kraftnät. På sikt är tanken att en leverantör av balanstjänster ska kunna lämna bud direkt till Svenska kraftnät oberoende av den som har balansansvar för leveranspunkten. Svenska kraftnät har dock bedömt att det behövs mer tid än man tidigare angett för att genomföra de villkor som Ei har godkänt. Skälet är att Svenska kraftnät måste kunna verifiera att en leverantör av balanstjänster kan uppfylla sitt balansansvar.

[11] Villkoren återfinns i det så kallade balansansvarsavtalet.
[12] Energimarknadsinspektionen (2023), *Ei har tagit beslut om villkor för leverantörer av balanstjänster och balansansvariga parter*. Hämtat den 20 mars 2025: https://ei.se/om-oss/nyheter/2023/2023-05-25-ei-har-tagit-beslut-om-villkor-for-leverantorer-av-balanstjanster-och-balansansvariga-parter.
[13] FCR: Frekvenshållningsreserv, som både FCR-D (ned) frekvenshållningsreserv i störd drift nedreglering och FCR-N frekvenshållningsreserv normaldrift. aFRR: automatisk frekvensåterställningsreserv. mFRR: manuell frekvensåterställningsreserv.

Tills vidare är det därför en förutsättning för att få teckna ett avtal som leverantör av balanstjänster med Svenska kraftnät att aktören även är balansansvarig part. Aktörer som inte själva innehar rollen som balansansvarig part i leveranspunkten kan inte leverera stödtjänster från denna punkt till Svenska kraftnät.

En aktör som inte själv är leverantör av balanstjänster, behöver agera via den aktör som är leverantör av balanstjänster och balansansvarig part i leveranspunkten för att leverera stödtjänster till Svenska kraftnät. Svenska kraftnät bedömer att ett fullständigt genomförande av BSP/BRP-modellen enligt Ei:s beslut kan slutföras senast under 2028[14].

Svenska kraftnät har i september 2024 redovisat ett regeringsuppdrag med förslag till ekonomisk kompensationsmodell vid aktivering av efterfrågeflexibilitet (Svenska kraftnät, 2024c). Regeringsuppdraget bottnar i de nya krav i elmarknadsdirektivet som syftar till att främja mer flexibilitet i elsystemet. I praktiken betyder det att andra aktörer än elleverantören ska kunna komma överens med en elanvändare om att styra delar av kundens förbrukning eller produktion och handla med den flexibiliteten på alla elmarknaderna, utan medgivande från elleverantören. Det kan till exempel handla om kundens elbil eller värmepump.

I dag utgör slutkundens elleverantör länken mellan slutkunden och elmarknaden. Med denna förändring skulle fler aktörer kunna utgöra länken mellan slutkund och de olika marknaderna. Detta skapar förutsättningar för mer flexibilitet på marknaderna.

Samtidigt ökar komplexiteten i och med nya relationer mellan marknadsaktörer. Det rör sig både om nya flöden för utbyte av information och finansiella överföringar. I tillägg behöver de levererade flexibilitetsvolymerna mätas och verifieras. Svenska kraftnäts förslag till kompensationsmodell baseras på att detta görs så korrekt som möjligt för att undvika snedvridning mellan aktörer på marknaden.

En av Svenska kraftnäts slutsatser är att rollen leverantör av aggregeringstjänster i ellagen bör ersättas med den nya rollen flexibilitetsleverantör (*FSP – Flexibility Service Provider*). Ändringen syftar till att synliggöra att all flexibilitet omfattas, inte enbart aggregering av mindre flexibilitetsresurser. Svenska kraftnäts förslag till kompen-

[14] Svenska kraftnät (2024), *Införande av aktörsrollerna BSP och BRP*. Hämtat den 20 mars 2025: https://www.svk.se/utveckling-av-kraftsystemet/systemansvar--elmarknad/inforande-av-aktorsrollerna-bsp-och-brp/.

sationsmodell vid aktivering av flexibilitet bereds för närvarande i Regeringskansliet.

7.2.3 Ellagens bestämmelser

Förändringen i tillämpningen av balansförordningen återspeglas inte i den svenska lagstiftningen, som skiljer sig från bestämmelserna i EU-rättsakterna på så vis att marknadsaktörerna leverantör av balanstjänster och balansansvarig part består av ett sammanhållet ansvar och *en* roll – den balansansvarige – enligt ellagen och förordningen (2023:241) om det nationella elsystemet. Den balansansvarige i den svenska lagstiftningen har ett ansvar som innefattar både det som en leverantör av balanstjänster och en balansansvarig part ansvarar för enligt EU-rätten. Enligt ellagen ska den som åtar sig balansansvar ingå avtal dels med den systemansvariga myndigheten, dels med den som utför avräkningen av de balansansvariga parternas balansenergi. Avtalen är för närvarande utformade så att de upprättas med en aktör som är både leverantör av balanstjänster och balansansvarig part, även om avtalsstrukturen av formella skäl är anpassad till EU-rätten med en uppdelning i rollerna leverantör av balanstjänster och balansansvarig part.

I samband med en större översyn av ellagen 2023 ändrades bestämmelserna om balansansvar genom att 8 kap. i ellagen byttes ut i sin helhet. De stora materiella förändringarna i regelverket var att[15]:

- En elleverantör ska få ta emot el endast i en sådan inmatningspunkt där någon har åtagit sig balansansvaret. Tidigare gällde kravet på att någon har åtagit sig balansansvaret endast för uttag av el i uttagspunkter.
- En leverantör av aggregeringstjänster ska få tillhandahålla sådana tjänster i en inmatnings- eller uttagspunkt endast om någon har åtagit sig ett balansansvar som särskilt avser de obalanser som tjänsterna kan medföra.
- En elleverantör som levererar eller tar emot el i en leveranspunkt där det saknas någon som är balansansvarig, ska betala ersättning till den systemansvariga myndigheten enligt sådana villkor som gäller för balansansvariga. Även en leverantör av aggregeringstjänster

[15] Se prop. 2022/23:59 s. 52 ff.

som utför sådana tjänster i en leveranspunkt där det saknas någon som har åtagit sig ett balansansvar för obalanser som tjänsterna kan medföra ska ha en sådan ersättningsskyldighet.

7.2.4 Överlappning mellan europeiskt och nationellt regelverk

En central fråga för att göra det möjligt att föreslå hur marknadsaktören leverantör av balanstjänst kan införas i svensk rätt och hur ansvarsområden för olika aktörer kan tydliggöras är vilka bestämmelser i ellagen, främst i 8 kap., med tillhörande förordningar som reglerar förhållanden som redan är reglerade antingen genom direkt tillämplig EU-rätt eller genom avtal som tagits fram och godkänts i enlighet med EU-rätten.

Nedan[16] görs en översiktlig genomgång av de ansvarsområden som Svenska kraftnät har som systemansvarig myndighet i förhållande till det balansansvar som är reglerat i 8 kap. 12–43 §§ ellagen. Det framgår att dessa ansvarsområden till stor del överlappar med de krav som fastställs i elmarknadsförordningen och kommissionsförordningarna. Huruvida en del krav följer av krav i elmarknadsdirektivet framgår inte av tabellen. I avsnitt 5.3.5 finns en motsvarande genomgång av bestämmelserna i 8 kap. 1–11 §§.

8 kap. 12–17 §§ – Krav på balansansvar

Svenska kraftnäts kommentar: Artikel 5 i elmarknadsförordningen reglerar kravet på en balansansvarig part.

Utredningens bedömning: Bestämmelserna i 12 och 13 §§ om krav på balansansvar samt 15 § första stycket 1 om avtalsinnehåll utgår. Bestämmelserna i 14 §, 15 § första stycket 2 och andra stycket, samt 16–17 §§ som reglerar krav på avtal om balansansvar behöver vara kvar.

[16] Texterna i detta avsnitt är tagna från Svenska kraftnät. Problembeskrivning systemansvar. Promemoria till Elmarknadsutredningen den 29 juli 2024.

8 kap. 18–19 §§ – Förhandsprövning av villkor för balansansvar

Svenska kraftnäts kommentar: Artikel 18 i balansförordningen ställer krav på Svenska kraftnät som systemansvarig för överföringssystem att ta fram detaljerade villkor för balansansvarig part och leverantörer av balanstjänster. Dessa villkor ska prövas och godkännas av Ei.

Utredningens bedömning: Bestämmelserna utgår.

8 kap. 20 § – Offentliggörande av villkor för balansansvar

Svenska kraftnäts kommentar: Enligt artikel 7 i balansförordningen ska Svenska kraftnät som systemansvarig för överföringssystem publicera de villkor som Svenska kraftnät har tagit fram utifrån artikel 18 i balansförordningen.

Utredningens bedömning: Bestämmelsen utgår. Därmed bör även 26 § förordningen om det nationella elsystemet utgå. Enligt 26 § får Ei meddela närmare föreskrifter om offentliggörande av villkor för balansansvar enligt 8 kap. 20 § ellagen. Ei har inte utnyttjat bemyndigandet.

8 kap. 21 § – Anskaffning av produktionskapacitet för att fullgöra ett åtagande

Utredningens bedömning: Bestämmelsen kvarstår, eftersom motsvarande bestämmelse saknas i EU-rätten.

8 kap. 22–25 §§ – Balansavräkning

Svenska kraftnäts kommentar: Balansavräkningen regleras både i elmarknadsförordningen och i balansförordningen.

Utredningens bedömning: Bestämmelserna utgår.

8 kap. 26–43 §§

Utredningens bedömning: Bestämmelserna kvarstår, eftersom motsvarande bestämmelser saknas i EU-rätten. Observera att 8 kap. 37–41 §§ ellagen har bäring på utredningens uppdrag om anvisade elavtal (se kapitel 8).

Övriga bestämmelser

Ytterligare bestämmelser om balansansvar finns i förordningen om det nationella elsystemet. I förordningen behandlar 13–16 §§ skyldigheten för balansansvariga att lämna uppgifter till Svenska kraftnät som avser produktion och förbrukning, medan 28 § reglerar skyldigheten för systemansvariga att underrätta Svenska kraftnät om byte av balansansvarig. Slutligen innehåller 26, 27 och 29 §§ bemyndiganden till Ei att meddela vissa föreskrifter som rör balansansvar. Balansansvaret berörs även i 1 e, 9, 13 och 15 §§ förordningen (1999:716) om mätning, beräkning och rapportering av överförd el.

7.3 Införande av rollen leverantör av balanstjänster i svensk rätt

Utredningen har gått igenom gällande nationella bestämmelser som behandlar balansansvar. och därvid konstaterat att en omfattande reglering finns i EU-rätten. Vid genomgången har utredningen noterat de bestämmelser i ellagen, främst i 8 kap., med tillhörande förordningar till den del de reglerar förhållanden som redan framgår av direkt tillämplig EU-rätt eller avtal som godkänts i enlighet med EU-rätten och som genom införande av rollerna balansansvarig part och leverantör av balanstjänster och en eventuell hänvisning till EU-rätten blir överflödiga i ellagen.

Utredningen har i genomgången således identifierat bestämmelser som bör läggas till, bestämmelser som bör strykas och kvarvarande bestämmelser som bör justeras. Även nödvändiga ändringar i sammanhörande förordningar har omhändertagits.

Det bör nämnas att Svenska kraftnäts skyldigheter enligt EU-rätten är i egenskap av systemansvarig för överföringssystemet, men

enligt ellagens nuvarande bestämmelser som systemansvarig myndighet, en roll som utredningen föreslår ska avskaffas, jfr avsnitt 5.3.5.

Som har nämnts i avsnitt 7.2.2 pågår det ett arbete i Svenska kraftnät med att genomföra villkoren för balansering enligt Ei:s beslut. Vidare har Svenska kraftnät redovisat förslag till modeller för oberoende aggregering och till beräkningsmetod för kompensation. Förslagen bereds för närvarande i Regeringskansliet. Mot denna bakgrund bedömer utredningen att det i dagsläget inte är motiverat att lämna förslag som berör rollen leverantör av aggregeringstjänster och aggregering.

7.3.1 Förslag

Förslag: Följande nya definitioner ska införas i ellagen (1997:857):

- *Leverantör av balanstjänster:* en marknadsaktör som tillhandahåller balansenergi eller balanskapacitet för systemansvariga för överföringssystem.
- *Balansansvarig part:* en marknadsaktör eller dennes valda företrädare som ansvarar för aktörens obalanser på elmarknaden.

Ellagens bestämmelser om balansansvar som även framgår av direkt tillämplig EU-rätt tas bort. I anslutning till ellagens bestämmelser om balansansvar hänvisas till relevanta EU-förordningar:

- EU:s elmarknadsförordning
- kommissionens förordning (EU) 2017/2195 av den 23 november 2017 om fastställande av riktlinjer för balanshållning avseende el.

Följdändringar görs i:

- förordningen (1999:716) om mätning, beräkning och rapportering av överförd el
- förordningen (2023:241) om det nationella elsystemet.

I förordningen om det nationella elsystemet införs en bestämmelse om att balansansvariga parter ska rapportera planerad produktion till Svenska kraftnät.

Utredningen föreslår att det införs två nya roller i ellagen: balansansvarig part och leverantör av balanstjänster. På så sätt anpassas den nationella lagstiftningen till EU-rättens bestämmelser.

Det ingår i utredningens uppdrag att föreslå hur ansvarsområdena för de nya rollerna kan förtydligas. Utredningen konstaterar att det främst handlar om att klargöra hur de uppgifter som åligger balansansvariga ska fördelas på balansansvarig part respektive leverantör av balanstjänster. Det handlar i första hand om de skyldigheter som gäller rapportering av planer och data som behövs för balansering, driftplanering och avräkning.

En utgångspunkt vid vår bedömning är hur dessa skyldigheter har delats upp i balansansvarsavtalet. Enligt avtalet är det en uppgift för balansansvarig part att rapportera *strukturdata avseende reglerobjekt*[17] till Svenska kraftnät.

Balansansvarig part har vidare ansvar för att rapportera *produktions- och förbrukningsplaner* till Svenska kraftnät inför driftskedet. Dessa planer får uppdateras fram till 45 minuter före leveranskvarten. Produktions- och förbrukningsprognoser utgör ett viktigt underlag för Svenska kraftnäts driftplanering.

Bestämmelserna i 13–16 §§ förordningen om det nationella elsystemet anger att balansansvariga har ansvar för att lämna vissa uppgifter om produktion och förbrukning till Svenska kraftnät. Som nyss framgått är det med i balansansvarsavtalet att balansansvarig part har en skyldighet att rapportera uppgifter om produktion och förbrukning. Svenska kraftnät önskar dock ett författningsstöd för att kunna begära in produktionsplaner. Kraven på att balansansvariga ska förse Svenska kraftnät med produktionsplaner, som tidigare fanns i 4 § förordningen (1994:1806) om systemansvaret för el, togs bort, eftersom dessa planer enligt SO GL ska lämnas av planeringsombud[18]. Det är dock i dagsläget inte praktiskt möjligt för Svenska kraftnät att ta emot planer från andra än de balansansvariga företagen.

Svenska kraftnät förespråkar att Ei:s föreskriftsrätt utifrån SO GL avskaffas och att det upplägg som fastställs i SO GL följs. Ei anser å sin sida att dess bemyndigande har visat sig vara för snävt, eftersom det endast inkluderar datautbyte enligt artikel 40.5 som

[17] Reglerobjekt är ett samlingsnamn för produktions- och förbrukningsreglerobjekt till produktions- respektive förbrukningsanläggningar hänförs. Se vidare Definitioner Bilaga till avtal om balansansvar för el (Avtal 5938-1).

[18] Den eller de enheter som har till uppgift att tillhandahålla planer från marknadsaktörer till systemansvariga för överföringssystem, eller i förekommande fall tredje part.

inkluderar datautbytet i artikel 44 och 47–53 i SO GL. Artiklarna inkluderar till exempel planer för förbrukning från betydande nätanvändare, men inte från exempelvis batterilagringsanläggningar. Svenska kraftnät har framfört behov av att få data från såväl batterilagringsanläggningar som anläggningar utanför observerbarhetsområdet för sina driftsäkerhetsanalyser. Ei föreslår därför att Ei:s bemyndigande i stället utökas till att även omfatta datautbyte som krävs för driftsäkerhet, exempelvis krav på data från balansansvariga parter Ei kan då reglera att produktionsplaner och förbruknings-planer ska lämnas in till Svenska kraftnät från balansansvariga parter. Utredningens bedömning är att frågan om föreskriftsrätt bör utredas närmare inom Regeringskansliet avseende såväl genomförbarhet som innehåll tillsammans med förslaget från Svenska kraftnät om krav, metoder och villkor som följer av EU-rätten samt nationella bestämmelser, se avsnitt 5.5.6.

8 Anvisade elavtal och utsatta kunder

8.1 Utredningens uppdrag och bakgrund

I utredningens uppdrag ingår att föreslå hur systemet med anvisade elavtal på slutkundsmarknaden kan avvecklas. Författningsförslag ska lämnas. Av ordalydelsen i direktiven går det att utläsa ett önskemål om att en annan ordning än nuvarande ska gälla.

Vidare ska utredningen föreslå hur sårbara kunder (av utredningen benämnda utsatta kunder)[1] ska kunna ges möjlighet att ingå ett avtal om leverans av el samt lämna nödvändiga författningsförslag. En kund ska enligt svensk lagstiftning betraktas som utsatt om denne varaktigt saknar förmåga att betala för den el eller naturgas som överförs eller levereras till denne för ändamål som faller utanför näringsverksamhet.[2] Det kan exempelvis handla om en person som är beroende av ekonomiskt bistånd för att betala sin elräkning, eller en person som på grund av låg betalningsförmåga inte är en attraktiv kund för elleverantörerna.

Som motiv anges i våra direktiv att kunder med anvisade avtal generellt betalar mer för sin förbrukning av el jämfört med kunder som aktivt väljer en elhandlare. Anvisningssystemet innebär även att vissa i kundkollektivet blir mindre aktiva på elmarknaden eftersom de alltid får ett anvisat elavtal om de av olika skäl inte tecknar avtal med en elleverantör.

---

[1] I den svenska översättningen av Europaparlamentets och rådets direktiv (EU) 2019/944 av den 5 juni 2019 om gemensamma regler för den inre marknaden för el och om ändring av direktiv 2012/27/EU (omarbetning) omnämns utsatta och energifattiga kunder. Av artikel 28 i elmarknadsdirektivet framgår att en definition av utsatta kunder även kan ta hänsyn till energifattigdom. Begreppet ”sårbara kunder” används dock inte. Vidare används begreppet ”utsatta kunder” i 8 § andra stycket förordningen (2016:742) med instruktion för Energimarknadsinspektionen. Utredningen anser därför att begreppet ”utsatta kunder” är det begrepp som kan och bör användas i betänkandet.

[2] 8 § andra stycket förordningen (2016:742) med instruktion för Energimarknadsinspektionen.

Den svenska elmarknaden omreglerades 1996. Genom schablonreformen 1999 blev det möjligt för elanvändare att välja elleverantör och elavtal.[3] En elanvändare är kund hos två företag, ett lokalt elnätsföretag och en elleverantör som elanvändaren väljer själv. Om en elanvändare (hushåll eller företag) inte själv väljer en elleverantör är elnätsföretaget skyldigt att enligt gällande regelverk tilldela elanvändaren en elleverantör, en så kallad anvisad elleverantör. Det finns ingen prisreglering utan elleverantören sätter själv sina priser. Dock åligger det elnätsföretaget att anvisa en elleverantör som levererar el på skäliga villkor.

Kravet på att elnätsföretag ska anvisa elleverantör till elanvändare som inte har gjort ett eget val av elleverantör infördes 1999.[4] Det främsta syftet var att förhindra att elanvändare som inte tecknat avtal om elleverans förbrukar el utan att betala, men det innebar också ett skydd för de elanvändare som inte gör ett aktivt val av elleverantör från att bli utan el.

I dagsläget får alltså utsatta kunder som inte gjort ett aktivt val av elavtal eller inte haft möjlighet att ingå ett elavtal – precis som övriga kunder som inte tecknat avtal med en elleverantör – ett anvisat elavtal. Därutöver finns i den svenska lagstiftningen bestämmelser som skyddar elanvändare från bortkoppling[5]. Exempelvis ska socialnämnden meddelas tre veckor innan elleverans avbryts. Om anvisningssystemet tas bort och de utsatta kunderna således inte längre kan anvisas ett avtal, ska utsatta kunder enligt utredningens direktiv tillförsäkras möjligheten att teckna elavtal. Om utredningen föreslår ett system där kunderna inte får leverans el förrän elavtal har tecknats ska alltså utredningen se till att ett avskaffande av anvisningssystemet inte resulterar i en situation där kunder med exempelvis låg kreditvärdighet inte har någon elleverantör att vända sig till.

Utöver anvisning av kunder som inte har tecknat elavtal finns det ytterligare en anvisningssituation i den nuvarande regleringen. Anvisning sker nämligen även vid förlust av balansansvar som inte

[3] Före genomförandet av schablonreformen var valmöjligheten begränsad till de kunder vars elanvändning mättes timvis.
[4] Energimarknadsinspektionen, *Avtal och information till anvisade kunder – en uppföljning,* Ei R2013:17.
[5] Bortkoppling är det ord som används i elmarknadsdirektivet, se artikel 10 och 28. I ellagen beskrivs bortkoppling som "avbytande av överföring av el". Eftersom utredningen i författningsförslag ändrar på terminologin i ellagen till ”avbrytande av distribution av el” används i detta kapitel för enkelhetens skull direktivets begrepp ”bortkoppling”.

återupprättas inom viss tid, samt vid elleverantörs konkurs. Utredningen behandlar även frågan om dessa regler bör vara föremål för förändring.

Utredningen har sammanfattningsvis i uppdrag att vid ett avskaffande av anvisningssystemet tillse att två funktioner regleras:

- att det i något avseende förekommer leveransskyldighet gentemot utsatta kunder (dvs. att det finns en eller flera sistahandsleverantörer), samt
- att det finns en eller flera sistahandsleverantör när en elleverantör förlorar sitt balansansvar eller går i konkurs.

8.2 Tidigare utredningar

Ei har utrett anvisningssystemet och föreslagit åtgärder vid ett flertal tillfällen.[6] Regelverket gällande anvisade elleverantörer reformerades senast 2017. Reformen innebar att ett antal åtgärder vidtogs med anledning av prisskillnader mellan anvisade elavtal och övriga elavtal. Exempelvis föreskrevs att den elleverantör som nätägaren anvisade ska ha åtagit sig att leverera el på skäliga villkor och att såväl nätägare som elhandlare har informationsskyldighet gentemot elanvändaren.

År 2022 gav regeringen Ei i uppdrag att utvärdera hur regleringen från år 2017 påverkat anvisade priser och antalet elanvändare. Ei fick även i uppdrag att ta fram förordningsförslag för prisreglering och en konsekvensanalys. I rapporten[7] presenterades övergripande slutsatser gällande prisutvecklingen och antalet anvisade elanvändare sedan reformen 2017. Ei konstaterade att anvisningsprocessen inte uppfyllde gällande EU-lagstiftning och att den ledde till onödigt höga priser samt en snedvridning av konkurrensen bland elleverantörer. Vidare framfördes att det borde övervägas om det skydd som anvisningssystemet ger för passiva kunder kan slopas, innebärande att alla kunder i stället måste välja elleverantör. Ei bedömde vidare att det förelåg hinder mot att lämna förslag om en prisreglering.

[6] Energimarknadsinspektionen: *Systemet med anvisade elhandlare – översyn och förslag till åtgärder* Ei R2012:07, *Anvisade elavtal – nuläget och framtida utveckling* Ei R2013:17, *Avtal och information till anvisade kunder – en uppföljning* Ei R2014:19, *Elhandlarcentrisk flyttprocess – en kostnadsnyttoanalys* Ei R2015:05, *Anvisade elavtal – utvärdering av 2017 års reglering och vägar framåt för en förbättrad elmarknad* Ei R2022:05.
[7] Ei R2022:05.

Som främsta hinder angavs att en prisreglering inte är förenlig med EU-lagstiftningen.

8.3 Nulägesbeskrivning

8.3.1 Regler om anvisade avtal

Bestämmelser om anvisade elavtal finns i 9 kap. ellagen (1997:857).

Nätföretag ska anvisa en elleverantör till elanvändare som saknar ett leveransavtal med en elleverantör. Elleverantören ska gentemot nätföretaget ha åtagit sig att leverera el till elanvändaren på skäliga villkor. Metoderna för att utforma leveransvillkoren ska framgå av avtalet mellan nätföretaget och elleverantören.[8] Det är vanligt att ett nätföretag anvisar elanvändaren till en elleverantör i den egna koncernen.[9]

Utredningen konstaterar att regeringen enligt ellagen får meddela föreskrifter om att de priser som tillämpas en viss tid efter att anvisning skett inte får överstiga vissa nivåer.[10] Ei har dock bedömt att en prisreglering inte skulle vara förenlig med EU-rätten.[11] Utredningen instämmer i denna bedömning vilket alltså betyder att nämnda bestämmelse i praktiken inte är tillämpbar.

Vid anvisning ska nätföretaget utan dröjsmål underrätta elanvändaren om vilken elleverantör som anvisats och vad det innebär, samt om de regler som gäller för byte av elleverantör.[12]

En anvisad elleverantör ska utan dröjsmål underrätta elanvändaren om de villkor som elleverantören avser att tillämpa för leveransen och om den dag elleverantören avser att påbörja leveransen enligt det anvisade avtalet.[13] I underrättelsen ska det anges att avtalet är anvisat.[14] I praktiken sker anvisning dock först när inflyttningsdagen har passerat. Om elanvändaren inte har valt elhandlare inför eller under inflyttningsdagen sker en anvisning.

---

[8] 9 kap. 3 § ellagen.
[9] Ei R2013:17.
[10] 9 kap. 4 § ellagen.
[11] Ei R2022:05.
[12] 9 kap. 5 § ellagen.
[13] I praktiken påbörjas leveransen så snart el används. Mätaren kontrolleras och fakturering sker för el som har använts. Vid fakturering för använd el i tiden innan elanvändaren har valt och tecknat elhandelsavtal kontrollerar den anvisade elleverantören elmätaren och fakturerar för den el som använts.
[14] 9 kap. 6 § ellagen.

Underrättelsen från den anvisade elleverantören sänds ut till elanvändaren först när anvisningen har skett.

En anvisad elleverantör ska redogöra för vilka olika avtal som elleverantören erbjuder med uppgifter om priser och leveransvillkor, samt uppgifter om var elanvändaren kan hitta information om priser och leveransvillkor som andra elleverantörer tillämpar för leverans av el. Detta ska ske minst en gång per kvartal.[15]

Ett anvisat elavtal får inte ha längre uppsägningstid än 14 dagar och inte heller tillämpa dynamiskt elpris.[16]

Utöver ovan bestämmelser i lag har Energiföretagen Sverige och Konsumentverket kommit överens om avtalsvillkor som ska gälla när en kund som är konsument anvisas el. Enligt dessa ska exempelvis säkerhet ställas av en konsument inom fem dagar från att sådan har begärts. Om säkerheten inte ställs inom denna tid får leveransen avbrytas.[17] Energiföretagen Sverige har till utredningen uppgett att nödvändig kommunikation mellan nätföretag och elleverantör inte kan ske inom denna femdagarsfrist och att den därför kommer att diskuteras vid nästa revidering av avtalsvillkoren.

8.3.2 Regler om utsatta kunder

Nedan följer en genomgång av de regler som finns avseende utsatta kunder i EU-direktiv och svensk lagstiftning. Syftet med redogörelsen är att ge en överblick kring den reglering som finns avseende utsatta kunder.

Av artikel 5 i elmarknadsdirektivet[18] framgår att medlemsstaterna ska säkerställa skydd för energifattiga eller utsatta hushållskunder, genom socialpolitiska åtgärder eller på andra sätt genom offentliga ingripanden i prissättning på el.[19] Vidare ska medlemsstaterna vidta lämpliga åtgärder för att skydda kunder, och de ska särskilt säkerställa att utsatta kunder får tillräckligt skydd.[20] Lämpliga åtgärder

[15] 9 kap. 7 § ellagen.
[16] 9 kap. 8 § ellagen. Ett dynamiskt elpris återspeglar de priser som vid varje tidpunkt gäller på spotmarknaderna med ett intervall som minst motsvarar det som används för avräkning på elmarknaden.
[17] Energiföretagen Sverige, *Särskilda villkor för försäljning av el från anvisat elhandelsföretag till konsument* (Rev 2).
[18] Europaparlamentets och rådets direktiv (EU) 2019/944 av den 5 juni 2019 om gemensamma regler för den inre marknaden för el och om ändring av direktiv 2012/27/EU (omarbetning).
[19] För offentliga ingripanden i prissättning krävs uppfyllnad av ett antal villkor i artikel 5.1.
[20] Artikel 28 i elmarknadsdirektivet.

ska vidtas för att utsatta kunder ska få den elleverans de behöver, exempelvis genom förmåner inom ramen för socialförsäkringssystemet.[21] Det är upp till varje medlemsstat att definiera begreppet utsatta kunder och det kan inbegripa bedömning utifrån inkomstnivå, energiutgifternas andel av den disponibla inkomsten m.m.[22] Till följd av denna formulering i elmarknadsdirektivet har det i svensk lagstiftning föreskrivits att en kund betraktas som utsatt om denne varaktigt saknar förmåga att betala för den el eller naturgas som överförs eller levereras till denne för ändamål som faller utanför näringsverksamhet.[23]

I det reviderade elmarknadsdirektivet[24] har det i artikel 27 tillkommit en reglering avseende sistahandsleverantörer. Regleringen innebär att medlemsstaterna – åtminstone för hushållskunder – ska säkerställa kontinuitet i elförsörjningen, i synnerhet om en leverantör går i konkurs. Vidare anges att en medlemsstat även kan ålägga en sistahandsleverantör att leverera el till en kund som inte får marknadsbaserade erbjudanden. Sistahandsleverantörer ska enligt artikel 27a utses genom ett rättvist, transparent och icke-diskriminerande förfarande. Den svenska ordningen, där nätföretagen utser sistahandsleverantörer genom att anvisa en elleverantör till den kund som inte gjort ett eget val, innebär en vidare tillämpning av en sistahandsleverantör jämfört med vad som anges i elmarknadsdirektivet. Kretsen av kunder som i dag anvisas en elleverantör är mycket vid. Den innefattar utsatta kunder som inte haft möjlighet att teckna ett marknadsbaserat elavtal och kunder vars leverantör som gått i konkurs eller förlorat sitt balansansvar. Dessutom innefattar den passiva kunder som inte har tecknat avtal hos en elleverantör. Alla de elanvändare som är anvisade är inte förhindrade att teckna elavtal hos en annan elleverantör, till exempel på grund av låg kreditvärdighet.

I elmarknadsdirektivet omnämns också att förbud mot bortkoppling i kritiska situationer kan föreskrivas. Sådana regler finns i den svenska lagstiftningen sedan tidigare. Som utgångspunkt är en elleverantör skyldig att fortsätta leverera el till en uttagspunkt tills

[21] Artikel 5.2 i elmarknadsdirektivet.
[22] Artikel 5.1 samt artikel 29 i elmarknadsdirektivet.
[23] 8 § andra stycket förordningen (2016:742) med instruktion för Energimarknadsinspektionen.
[24] Europaparlamentets och rådets direktiv (EU) 2024/1711 av den 13 juni 2024 om ändring av direktiven (EU) 2018/2001 och (EU) 2019/944 vad gäller förbättring av utformningen av unionens elmarknad.

dess att elanvändaren slutar ta ut el eller till dess att någon annan elleverantör börjar leverera el till elanvändaren. I övrigt får bortkoppling endast ske om elanvändaren har åsidosatt sina skyldigheter gentemot elleverantören eller om de förutsättningar som föreskrivs avseende konsumenter i 11 kap. 2 eller 3 § ellagen är uppfyllda.[25] I 11 kap. 2 § anges förutsättningarna för när bortkoppling av el till konsument får ske vid avtalsbrott. Exempelvis krävs att konsumenten har åsidosatt sina skyldigheter enligt avtalet, att det rör sig om ett väsentligt avtalsbrott och att konsumenten har uppmanats att inom skälig tid vidta rättelse. Föreligger det bristande betalning finns det i 11 kap. 3 § ett antal krav som ska vara uppfyllda för bortkoppling ska få ske. Exempelvis ska konsumenten informeras i god tid om vilka alternativ som finns för att undvika att bortkoppling sker. Socialnämnden ska informeras om den uteblivna betalningen samtidigt som konsumenten ska uppmanas att betala inom tre veckor. För bortkoppling krävs vidare att betalning inte har skett och att socialnämnden inte har tagit på sig betalningsansvaret. Fordran får inte heller vara tvistig. Rätten att få ta del av bistånd för sin försörjning och att sådant bistånd lämnas för skäliga kostnader för hushållsel framgår av 4 kap. 3 § första stycket tredje punkten socialtjänstlagen (2001:453). Om bortkoppling sker utan att förutsättningarna för det är uppfyllda i lagen finns det skadeståndsbestämmelser i 11 kap. 6–10 §§ ellagen.

Utredningen konstaterar att vi i svensk rätt har uppställt villkor för bortkoppling samt har ett socialförsäkringssystem som ska förhindra att utsatta kunder står utan elleverans. Detta är en ordning som enligt vår mening bör behållas.

Det noteras att det i det reviderade elmarknadsdirektivet anges att medlemsstaterna genom att vidta lämpliga åtgärder ska säkerställa att utsatta kunder och kunder som påverkas av energifattigdom skyddas fullt ut från bortkoppling av el. Det kan inbegripa förbud mot bortkoppling eller andra likvärdiga åtgärder. I direktivets ingress anges att det med förändringar i elmarknadens utformning bör säkerställas att fördelarna med ökad utbyggnad av förnybar energi och energiomställningen som helhet kommer konsumenterna till godo, även de mest utsatta.[26] Ytterst ska de utsatta kun-

[25] 9 kap. § 14 ellagen.
[26] Europaparlamentets och rådets direktiv (EU) 2024/1711 av den 13 juni 2024 om ändring av direktiven (EU) 2018/2001 och (EU) 2019/944 vad gäller förbättring av utformningen av unionens elmarknad, skäl 11.

derna skyddas från energikriser och en energifattigdomsfälla.[27] Vidare anges att konsumenter utsattes för extremt instabila grossistpriser på energi under energikrisen 2022 och att de hade begränsade möjligheter att delta på energimarknaden. Många hushållskunder hade det ekonomiskt svårt och kunde inte betala sina räkningar. Utsatta kunder och kunder som är påverkade av energifattigdom drabbades hårdast. Vidare anges i skälen till direktivet att höga energipriser kan ha negativa konsekvenser på konsumenters hälsa, välbefinnande och allmänna livskvalitet. Det anses därför vara viktigt att förbättra konsumenternas rättigheter och skydd.[28]

Det noteras att det inte ingår i utredningens uppdrag att bedöma om de svenska bestämmelserna om bortkoppling fullt ut överensstämmer med det reviderade elmarknadsdirektivets krav om att skydda utsatta kunder från bortkoppling. Utredningen kan likväl behöva beakta bestämmelserna i artikel 5, 27 och 28 så att de utsatta kunderna vid ett avskaffande av anvisningssystemet ges ett tillräckligt skydd. Utredningen bedömer dock att ett tillräckligt skydd i allt väsentligt finns och att detta skyddsnät kommer att fylla avsedd funktion även vid ett eventuellt avskaffande av anvisningssystemet.

Utöver de utsatta kunderna, som av ekonomiska skäl saknar förmåga att betala för leverans, förmodar utredningen att det även finns en grupp bland de nuvarande anvisningskunderna som har fått ett anvisat avtal på grund av att de har svårt att ta till sig information och fatta beslut. Dessa personer saknar inte nödvändigtvis förmåga att betala för elleveransen, men skulle likväl kunna betraktas som sårbara vid ett avskaffande av anvisningssystemet. Om anvisningssystemet – som i dagsläget innebär att kunder får elleverans även om de av något skäl inte tecknat elavtal – avskaffas bör det övervägas om någon form av ytterligare åtgärd behöver vidtas för att hjälpa dessa personer att teckna avtal för att på så sätt få elleverans.

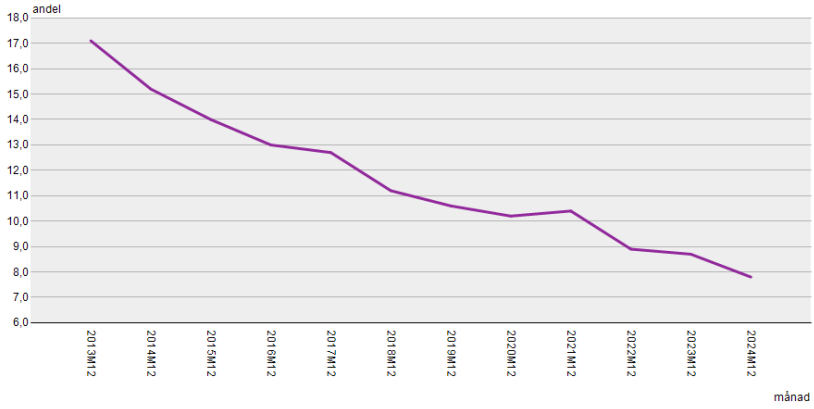
[27] Ibid., skäl 11.
[28] Ibid., skäl 16.

8.3.3 Kunder som har anvisade avtal

Andelen kunder som får sin elleverans via en anvisad elleverantör har minskat stadigt sedan 2014, se figur 8.1 nedan.[29]

Figur 8.1 Andel anvisade elavtal i procent över tid

Figuren visar utvecklingen av andelen anvisade avtal i förhållande till samtliga elavtal mellan december 2013 och december 2024



Källa: Statistikmyndigheten SCB.

I december 2024 låg andelen elanvändare med anvisad elleverantör på 7,8 procent.[30] Sedan år 2014 har andelen elanvändare med anvisad elleverantör halverats.

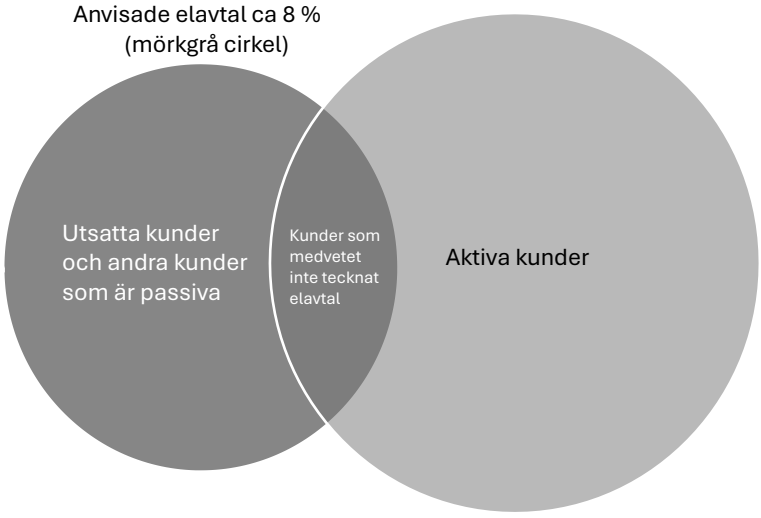
Det finns dock ingen uppgift kring hur många av dessa elanvändare som av olika skäl inte har haft möjlighet att teckna ett annat elavtal. Inte heller finns det uppgift om hur många kunder med anvisat elavtal som medvetet valt att inte teckna ett annat elavtal, trots att de har möjlighet att göra det. Utöver utsatta kunder och kunder som i övrigt är passiva kan det alltså finnas en kategori bland de anvisade kunderna där passiviteten (att de inte tecknat något elavtal) är ett medvetet val.

[29] Statistik finns tillgänglig sedan april 2013. Statistikmyndigheten SCB, *Fördelning av elavtal efter elområde och avtalstyp.* Hämtat den 27 december 2014 från: https://www.statistikdatabasen.scb.se/pxweb/sv/ssd/START__EN__EN0301__EN0301A/SSDManadElAvtalstyp/.

[30] Statistikmyndigheten SCB, *Fördelning av elavtal efter elområde och avtalstyp*. Hämtat den 17 december 2024 från: https://www.statistikdatabasen.scb.se/pxweb/sv/ssd/START__EN__EN0301__EN0301A/SSDManadElAvtalstyp/.

Figur 8.2 Illustration av typ av kunder med anvisad elleverantör

Figuren visar att gruppen kunder med anvisade elavtal (mörkgrå cirkel) innehåller såväl utsatta kunder, andra passiva kunder som kunder som medvetet valt att inte teckna elavtal



Källa: Elmarknadsutredningen.

Utredningen bedömer att det även i dag finns möjligheter för merparten av de anvisade kunderna att ta del av ett elavtal ur ett standardutbud hos en elleverantör på marknaden, även om kunderna i fråga har låg kreditvärdighet. Det kan dock inte uteslutas att det är förenat med svårigheter att hitta en sådan elleverantör.

Ei:s rapport *Ei R2022:05 Anvisade elavtal* innehåller en beskrivning av erfarenheterna av anvisade elavtal på den svenska marknaden, som sammanfattas nedan. I rapporten finns sammanställningar av uppgifter som elleverantörer är skyldiga att rapportera, uppgifter från Statistikmyndigheten SCB:s månatliga enkäter, uppgifter från enkäter som Ei skickat till anvisade och övriga elleverantörer samt en webbenkät till privatkunder som Novus utfört på uppdrag av Ei.

Av rapporten följer att det vanligaste skälet till att en elanvändare anvisas elavtal är i samband med byte av bostad (94 procent). Endast tre procent av anvisningarna sker i samband med att ett tidsbundet avtal löper ut. Endast ett par procent av anvisningarna sker på grund av att elanvändarens tidigare elleverantör hävt avtalet.

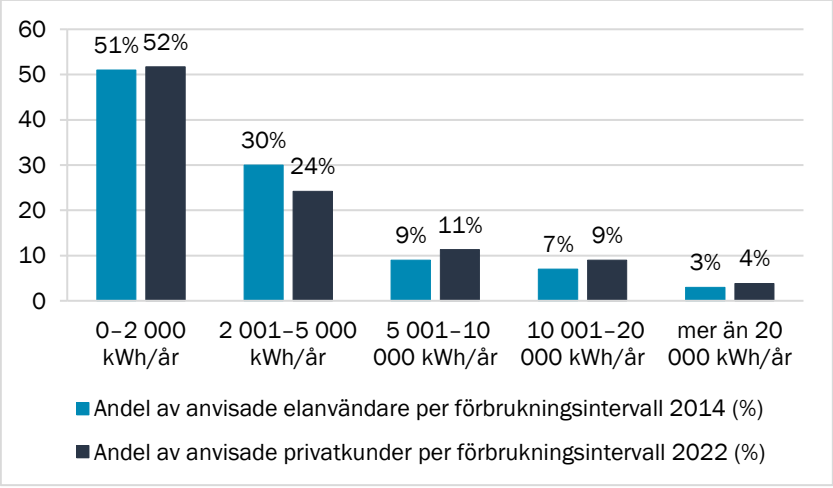
Anvisade avtal med rörligt elpris[31] är vanligast men det förekommer även anvisade avtal med fasta priser eller andra priskonstruktioner. Det har skett en kraftig ökning av rörliga anvisningsavtal sedan 2014, då nivån enligt Ei låg på 18 procent jämfört med 64,6 procent år 2022.[32]

En stor majoritet av de anvisade elleverantörerna (80 procent) uppgav att de anvisade elanvändarna har merkostnader jämfört med elanvändare som tecknat ett löpande avtal med rörligt pris. Merkostnaden uppskattades till i genomsnitt 27,2 procent. Påslagen hos vissa elleverantörer ligger dock långt över 27 procent och kan i vissa fall uppgå till över 100 procent, jämfört med de lägsta priser som erbjuds i ett löpande avtal med rörligt pris. Orsakerna till merkostnader för anvisade elanvändare anges av elleverantörerna vara administrationen av de brev som skickas varje kvartal, den korta uppsägningstiden och risken för utebliven betalning. Det finns samtidigt elleverantörer som uppgett i enkäten att de inte har några merkostnader för elanvändare på anvisade avtal. De menar att kostnaden för information och risken med den korta uppsägningstiden uppvägs av det faktum att elleverantören får avtal med dessa elanvändare utan kostnader för uppsökande försäljning eller marknadsföring.[33] Enligt vissa muntliga uppgifter till utredningen kan kostnaden för att genomföra marknadsföringsåtgärder uppgå till så mycket som 2 500 kronor per kund för deltagande på prisjämförelsesajter via telemarketing.

Vanligast är att en anvisad privatkund bor i lägenhet (53 procent) och att elanvändaren är 50 år eller äldre (60 procent). Enligt en enkät genomförd av Ei hade över hälften av de anvisade privatkunderna en förbrukning under 2000 kWh år 2022, se figur 8.3 nedan.

[31] Ett rörligt elpris baseras på månadsmedelvärdet av spotpriset.
[32] Ei R2022:05, s. 16.
[33] Ei R2022:05, s. 16–17.

Figur 8.3 Andel anvisade kunder per förbrukningsintervall 2014 och 2022



Anm.: År 2014 frågades inte specifikt om privat- eller företagskunder, spalten för 2014 innehåller således både och.

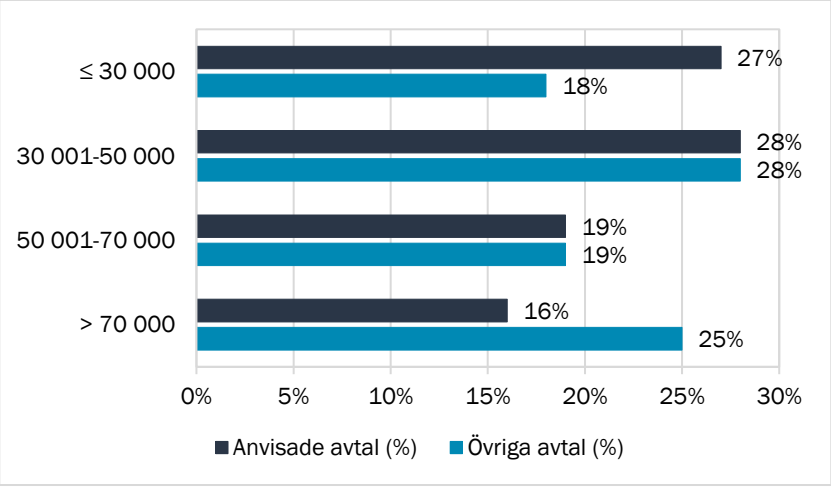
Källa: Ei 2022:05 – Ei:s enkät till elhandelsföretag 2014 och 2022 (Bas 2022: 47 av 51 svarande Bas 2014:58 av 71 svarande.

Okunskapen om den egna elförbrukningen är större bland anvisade privatkunder än bland övriga kunder, även om medvetenheten har ökat sedan 2018.[34]

Det är fler privatkunder med lägre hushållsinkomster (under 30 000 kronor/månad) som har anvisade elavtal än de med högre hushållsinkomster (över 70 000 kronor/månad), se figur 8.4.

[34] Ei R2022:05, s. 20.

Figur 8.4 Anvisade och övriga privatkunders månadsinkomster 2022

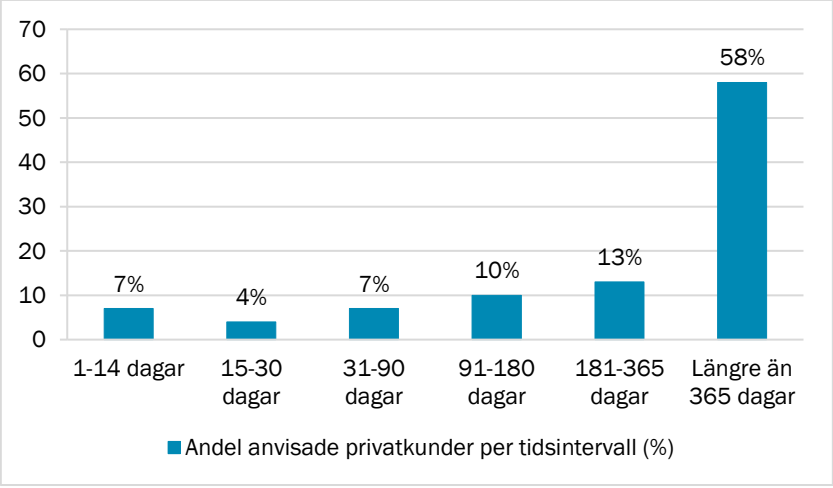


Källa: Ei 2022:05 – Novus webbenkät till privatkunder 2022 (Bas: 452 anvisade och 1882 övriga privatkunder).

I genomsnitt har anvisade elanvändare som är privatkunder sitt avtal under längre tid än ett år (58 procent), se figur 8.5 nedan. Av den enkät som Novus utförde åt Ei framgick dessutom att hela 44 procent av de anvisade privatkunderna hade haft samma elhandelsföretag i mer än 10 år.[35]

[35] Ei R2022:05, s. 21.

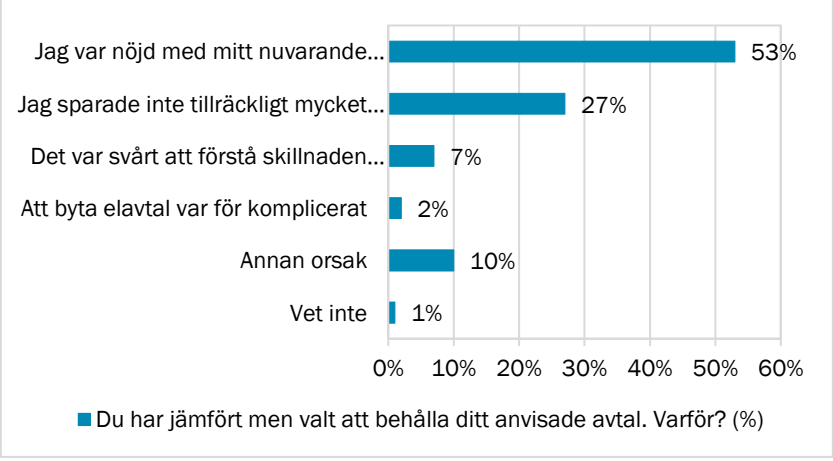
Figur 8.5 Privatkunders tid på anvisade avtal (% per tidsintervall)



Källa: Ei 2022:05, enkät till elhandelsföretag 2022 (Baserat på 43 svarande av 51 respondenter).

Av enkäten som Novus utförde framgick att det vanligaste svaret på varför man behållit det anvisade avtalet att man var nöjd med sitt nuvarande avtal (53 procent), eller att man inte sparade tillräckligt på att byta (27 procent), se figur 8.6 nedan.

Figur 8.6 Orsak till att behålla anvisat avtal



Källa: Ei R2022:05, Novus webbenkät till privatkunder 2022 (Bas: 192 anvisade privatkunder som jämfört elavtal men inte bytt).

Anvisade företagskunder har i regel få anställda och låg elförbrukning. Många av företagen (44 procent) har haft det anvisade elhandelsavtalet under längre tid än ett år.[36] De flesta har fått ett anvisat avtal i samband med flytt eller nyetablering.[37]

Ei konstaterar vidare i rapporten att regleringen från 2017 om informationsskyldighet om de anvisade avtalen inte har haft någon märkbar påverkan på antalet anvisade elanvändare. En stor andel kunder har förblivit passiva.

Värt att framhålla är att de redovisade uppgifterna i Ei:s rapport rimligen har förändrats sedan år 2022. Vid det tillfället hade elpriserna visserligen hunnit stiga, men det föreligger sannolikt viss fördröjning i medvetenhet och aktivitet hos kunderna, där i vart fall andelen elanvändare med anvisade elleverantörer har sjunkit från 9,1 procent i juni 2022 (då rapporten publicerades) till 8,2 procent i oktober 2024.

Mälarenergi AB har som anvisad elleverantör framfört till utredningen att inflödet av kunder på anvisad leverans har minskat med 50 procent de senaste fem åren. De senaste 12 månaderna[38] tog Mälarenergi emot 2 158 anvisade kunder. Av dessa tecknade 28 procent (615 stycken) elavtal med Mälarenergi och 24 procent (512 stycken) valde att teckna avtal med annan elleverantör. Sju procent (156 stycken) av de anvisade kunderna fortsatte med anvisat avtal i 1–2 månader, medan 41 procent (875 stycken) fortsatte med anvisat avtal i 3–12 månader. Mälarenergi framförde att kunderna är mycket mer aktiva och medvetna i dag, till följd av digitalisering som möjliggör effektivare byte av elleverantörer, höga elpriser, fokus på energi och elpris i media samt till följd av kontinuerlig information om anvisningsavtal.[39]

8.3.4 Priser på anvisade avtal

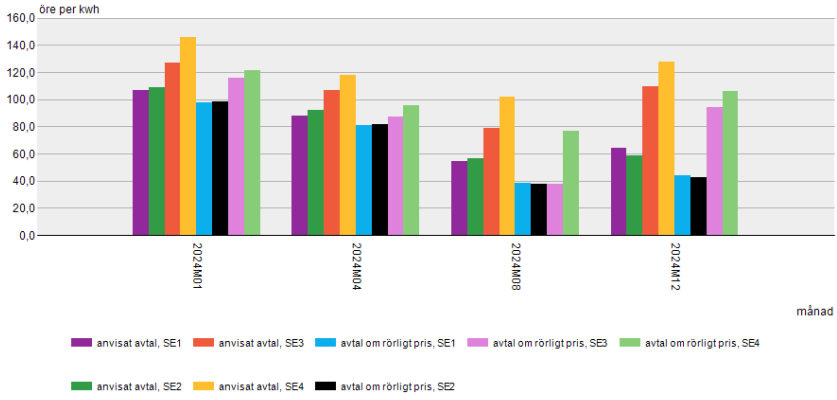
I utredningens direktiv anges att elanvändare på anvisade elavtal generellt betalar mer för sin förbrukning av el jämfört med andra kunder.

[36] Ei R2022:05, s. 27.
[37] Ei R2022: 05, s. 28.
[38] Statistik från juni 2024, Mälarenergi AB, presentation i Elmarknadsutredningens hearing den 28 maj 2024 om anvisade elavtal.
[39] Ibid.

Vid en jämförelse av tillgänglig statistik på Statistikmyndigheten SCB framgår att så är fallet. Nedan jämförs priserna per kWh för ett rörligt avtal och ett anvisat avtal, för lägenheter under år 2024.[40]

Figur 8.7 Elhandelspris i öre per kWh för rörliga avtal och anvisade avtal per elområde

Avser lägenheter per kvartal år 2024



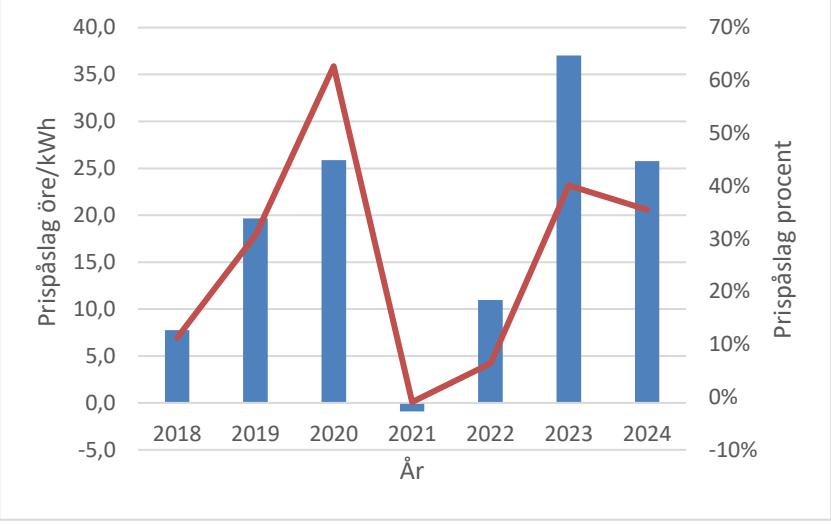
Källa: Statistikmyndigheten SCB.

Det kan konstateras att prisskillnaderna mellan anvisade avtal och rörliga avtal har varierat stort under de senaste åren, se figur 8.8 nedan. Det kan ha sin orsak i marknadsutvecklingen, som både har sett de lägsta elpriserna hittills under år 2020, rusande elpriser och osäkerhet på marknaden år 2022 till följd av Rysslands invasion av Ukraina och de låga gasreserver som noterades under 2021.

[40] Statistikmyndigheten SCB, *Elhandelspriser på elenergi (exkl. skatt och nätavgigt) efter avtalstyp, elområde och kundkategori.* Hämtat den 13 februari 2025 från: https://www.statistikdatabasen.scb.se/pxweb/sv/ssd/START__EN__EN0301__EN0301A/SSDManadElhandelpris/.

Figur 8.8 Prispåslag i öre respektive procent på anvisningsavtal i förhållande till rörligt pris

Blå stapel representerar prispåslag i öre, röd linje representerar prispåslag i procent



Källa: Egen bearbetning av statistik från Statistikmyndigheten SCB.

8.3.5 När avtal tecknas, sägs upp och när flytt sker

Om anvisningssystemet avskaffas och ersätts med ett system där elanvändare måste teckna avtal för att få en elleverans, är det relevant att se närmare på hur det går till i dag när avtal tecknas, sägs upp och när elanvändare flyttar.

En elanvändare ska vid inflyttning först teckna ett elnätsavtal för den nya adressen med det berörda nätföretaget, för att sedan teckna elhandelsavtal med en elleverantör. En elleverantör får endast ingå avtal med den elanvändare som har träffat avtal med nätföretaget.[41]

En elleverantör som levererar el till en elanvändare är skyldig att fortsätta leverera el till dess att elanvändaren slutar ta ut el i uttagspunkten (säger upp elavtalet), tills någon annan elleverantör börjar leverera el till elanvändaren i uttagspunkten, eller om förutsättningar för bortkoppling är uppfyllda.[42] Så länge ett avtal inte sägs upp sker

[41] 9 kap. 1 § ellagen.
[42] 9 kap. 14 § ellagen.

det alltså leverans av el i en uttagspunkt – ifall den inte är tillfälligt suspenderad under en bortkopplingssituation.

Elnätsavtalet bör enligt rutiner i branschen avslutas vid såväl utflyttning som avveckling av anläggning.[43] Det sker dock först när avtalet sägs upp. Om elanvändaren inte meddelar elnätsföretaget om sin flytt kommer avtalet löpa på med fortsatt skyldighet för elanvändaren att betala. Om elanvändaren säger upp avtalet fortsätter leverans normalt under uppsägningstiden, som varierar utifrån de avtalsvillkor som gäller mellan parterna. Först vid utgången av uppsägningstiden upphör leveransen till uttagspunkten.

Om den som flyttar inte har sagt upp sitt avtal och en ny elanvändare meddelar att denne har flyttat in, ska nätföretaget ta kontakt med den utflyttade avtalsparten och ge denne möjlighet att bekräfta att dennes avtal ska upphöra.[44] Det är vanligt att den som flyttar ut glömmer att säga upp sitt avtal och därför görs kontroller av nätföretaget för att säkerställa att det är korrekt att nätavtalet flyttas över.

I Sverige är det relativt vanligt att det går att tända lampan när man flyttar in i en ny bostad – även om man ännu inte tecknat elnätsavtal och elhandelsavtal. Det beror vanligtvis på att det är att den tidigare boende har glömt säga upp sitt elnätsavtal, eller att den tidigare boendes eventuella uppsägningstid inte har löpt ut.[45] Om man som nyinflyttad tar kontakt med nätföretaget kan nätavtalet överföras till den nya boende utan att strömförsörjningen bryts. Ett annat skäl till att el kan användas är att nätföretagen inte i alla avseenden har rutiner som innebär en uttagspunkt frånkopplas så fort ett avtal sagts upp och uppsägningstiden löpt ut. Att ett visst tidsintervall finns mellan när ett avtal sagts upp och när frånkoppling sker har tidigare främst berott på att det krävts manuell frånkoppling i uttagspunkten. Att ha tillkopplade uttagspunkter utan avtal med en kund i uttagspunkten innebar dock att nätföretaget behövde kontakta en ny elanvändare och uppmana denne att teckna avtal med meddelande om att elen annars skulle stängas av. Det kräver viss administration, vilket gör att nätföretag i vissa fall kan se det som fördelaktigt att koppla från leveransen i uttagspunkten

[43] Energiföretagen Sverige, *Svensk elmarknadshandbok*, utgåva 24B, s. 41.
[44] *Svensk elmarknadshandbok*, s. 27.
[45] Enligt uppgift från Energiföretagen tillämpar vissa elleverantörer inte någon uppsägningstid på elhandelsavtalet om kunden flyttar.

så att nästa elanvändare har incitament att ta kontakt och teckna ett elnätsavtal.

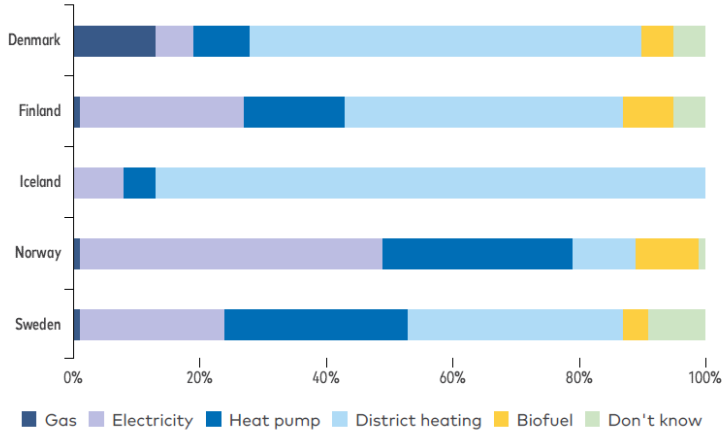
Till följd av teknikutvecklingen med smarta elmätare, som gör det möjligt att spänningssätta och frånkoppla en användare digitalt på distans[46], blir det även vanligare att frånkoppling görs kort efter det att ett avtal har sagts upp och uppsägningstiden har löpt ut. När nätföretagen i allt större omfattning använder möjligheten att frånkoppla en uttagspunkt på distans behöver nästa elanvändare i uttagspunkten vara aktiv och se till ett avtal om leverans av el finns tillgängligt den dag tillträdet sker, genom att ta kontakt med nätföretaget och teckna nätavtal.

Till frågan om huruvida el finns tillgängligt vid tillträde hör att ungefär en fjärdedel av de svenska hushållen är beroende av el för uppvärmning. Om man jämför med våra nordiska grannar är beroendet av el för uppvärmning ännu större i Norge. Finland har något högre beroende av el för uppvärmning (i form av elpannor eller elradiatorer) än Sverige, men räknar man med värmepumpar så är beroendet noterbart högre i Sverige än i Finland. Danmark har ett väldigt litet beroende av elför uppvärmning till följd av att man till stor del har fjärrvärme som uppvärmningsform. Andelen fjärrvärme i Finland och Sverige är mindre än i Danmark, samtidigt som fjärrvärmen för närvarande utsätts för hård konkurrens till följd av höga kostnader för bränsle m.m. Nivån på beroendet av el för uppvärmningsändamål kan behöva beaktas vid förslag om ett avskaffande av anvisningssystemet.

[46] Möjligheten att spänningssätta och frånkoppla på distans följer av de funktionskrav som finns på mätsystem och utrustning i 31 § i förordning (1999:716) om mätning, beräkning och rapportering av överförd el.

Figur 8.9 Främsta källan för uppvärmning i nordiska hushåll

Baserat på en undersökning utförd i oktober och november 2023 bland nordiska hushåll



Källa: Nordisk energiforskning. *Nordic Energy Research (2024), Evaluation of Nordic Electricity Retail Markets*, s. 55.

8.3.6 Förlust av balansansvar och konkurs

En elleverantör är, något förenklat, skyldig att leverera lika mycket el som dennes kunder förbrukar. Det ekonomiska ansvaret för detta kallas balansansvar. Elleverantören kan antingen själv ta det ansvaret eller anlita ett företag som ansvarar i dess ställe. I båda fallen måste det finnas ett avtal om balansansvar mellan den balansansvarige och Svenska kraftnät.[47] En elleverantör kan stå utan balansansvar om ett ingånget avtal med ett företag som åtagit sig balansansvaret för elleverantören av någon anledning upphör. Svenska kraftnät kan också säga upp avtalet med den balansansvarige som därefter inte får agera som balansansvarig på elmarknaden. Om en elleverantör inte längre uppfyller kravet om balansansvar får den viss tid på sig att återställa balansansvaret, en frist om 10 eller högst 15 dagar.[48] Fristen kan upphöra att gälla om exempelvis elleverantören försätts i konkurs under denna tid.

[47] 8 kap. 4 § ellagen, se även kapitel 7 i detta betänkande.
[48] 8 kap. 4 e § första stycket ellagen.

Det är inte vanligt att en elleverantör förlorar sitt balansansvar, men det förekommer.[49] Om balansansvaret inte återställs blir elanvändarna hos elleverantören anvisade av nätföretaget och erhåller ett s.k. anvisat elavtal.[50]

Det är även ovanligt att en elleverantör går i konkurs och hittills har inga större konkurser inträffat i Sverige.[51] Vid en konkurs får nätföretaget ett meddelande om att aktuella elanvändare saknar elhandelsavtal. Om kunderna inte av konkursboet överlåts till en annan elleverantör ska de anvisas till nätföretagets anvisade elleverantör.[52] Innan anvisning sker ska nätföretaget enligt branschregler invänta besked från konkursförvaltaren om vilka åtgärder konkursförvaltaren avser vidta.[53] Om det faktiskt sker anvisning av nätföretaget beror dock på hur konkursboet agerar och om de allmänna villkoren för elavtalen exempelvis tillåter en överlåtelse till ett annat bolag. I det för utredningen kända exemplet på konkurs hos en elleverantör löstes situationen genom att ett nytt elhandelsbolag startades och att kunderna flyttades över dit.[54] Eftersom någon större konkurs inte förekommit kan det enligt utredningen konstateras att den nuvarande regleringens ändamålsenlighet inte har satts på prov i större omfattning.

Utredningen konstaterar att en anvisning av kunder som drabbats av förlust av balansansvar eller konkurs hos sin elleverantör rimligen inte påverkar konkurrensen negativt i samma utsträckning som anvisningen av elanvändare som inte har tecknat elavtal. Dels för att situationen är ovanlig, dels för att inte alla situationer leder till anvisning. Elanvändare som drabbas av förlust av balansansvar eller konkurs är sannolikt i de flesta fall motiverade att välja en ny elleverantör, dels för att säkra sin leverans hos en annan aktör, dels

[49] Utredningen känner till exempel rörande Fi-Nnergy Kraft AB (Energimarknadsinspektionen, *Information till Fi-Nergy Kraft AB:s kunder*. Hämtat den 14 februari 2025 från: https://ei.se/om-oss/nyheter/2021/2021-07-02-information-till-fi-nergy-kraft-abs-kunder) och Elia Energiförsäljning AB (Energimarknadsinspektionen, *Information med anledning av att Svenska kraftnät sagt upp avtalet om balansansvar med Elia Energiförsäljning AB*. Hämtat den 6 februari 2025 från: https://ei.se/om-oss/nyheter/2021/2021-06-23-information-med-anledning-av-att-svenska-kraftnat-sagt-upp-avtalet-om-balansansvar-med-elia-energiforsaljning).
[50] 8 kap. 4 f § tredje stycket ellagen.
[51] Utredningen känner till ett exempel i närtid, Skyllbergs Kraft AB.
[52] 8 kap. 37–38 §§ ellagen.
[53] *Svensk elmarknadshandbok*, s. 25.
[54] Vid Skyllbergs Kraft AB:s konkurs startades ett nytt bolag, som utsågs till den nya anvisade elleverantören av nätföretaget Skyllbergs Bruk AB. Länsposten, *Nytt elhandelsbolag startar efter konkursen*, hämtat den 12 februari 2025 från: https://lansposten.se/2023/09/06/nytt-elhandelsbolag-efter-konkursen/.

för att de sedan tidigare är aktiva kunder i den mening att har tecknat elavtal förut.[55]

Utredningen noterar att nuvarande bestämmelser inte reglerar vad som ska ske om en anvisad elleverantör går i konkurs eller förlorar sitt balansansvar. Det finns inte någon reglering som anger att nätföretaget ska ha ytterligare en elleverantör som kan ta över om anvisningsleverantören går i konkurs eller förlorar sitt balansansvar.

8.3.7 Generellt om kundnöjdhet och kunders aktivitet

De höjda elpriserna till följd av Rysslands invasion av Ukraina 2022 har enligt Nordic Energy[56] lett till ökad medvetenhet och aktivitet bland elanvändare.[57] Det gäller särskilt i Sverige och Danmark där elanvändare traditionellt sett inte varit särskilt ombytliga. Vidare har det uppstått en mindre trend i Sverige, där en del elanvändare bytt från mindre elleverantörer till större etablerade elleverantörer till följd av ökad tillit till de etablerade aktörerna.[58]

Huvudskälet till att elanvändare låter bli att byta elavtal är att man i stor utsträckning är nöjd med sitt nuvarande kontrakt eller att man uppfattar att möjligheten att spara pengar genom ett leverantörsbyte är begränsad.[59] Aktivitet kan sägas ha sin början i medvetenhet. I det avseendet spelar elräkningens belopp en roll, då det sannolikt samvarierar med kundens medvetenhet och nöjdhet. Ju högre förbrukning och ju högre belopp som ska betalas, desto mer medveten kommer en elanvändare att vara.[60] Detta stämmer även väl överens med de uppgifter som finns att tillgå kring vilken typ av elanvändare som har anvisade elleverantörer, dvs. att det främst rör sig om kunder med låg förbrukning. Likaså stämmer det överens med att de senaste årens höga priser har fört med sig ett lågt antal kunder med anvisad elleverantör. Andelen anvisade kunder ligger

[55] Förstås givet att man inte är en anvisningskund åt en anvisningsleverantör som förlorar balansansvar eller går i konkurs.
[56] Nordic Energy Research har 2024 tagit fram en rapport, *Evaluation of Nordic Electricity Retail Markets,* på uppdrag av Nordiska ministerrådet, Rapporten är utförd av Oslo Economics, Sweco, Gaia och Response Analyse, i syfte att undersöka den senaste utvecklingen och utmaningar på elmarknaderna i den nordiska regionen.
[57] Nordic Energy Research, s. 10.
[58] Nordic Energy Research, s. 72.
[59] Nordic Energy Research, s. 62.
[60] Nordic Energy Research, s. 54.

i dag på ungefär åtta procent.[61] En av de mest framträdande effekterna av detta är enligt Nordic Energy att kunder fått en ökad kunskap och medvetenhet och att detta kan ha en positiv inverkan på konkurrensen. Det anges dock att det är för tidigt att säga hur länge medvetenheten varar.[62]

För att kunder ska vara aktiva på marknaden krävs att de förstår den information som elleverantörer tillhandahåller. En utmaning för förståelsen är att marknaden är komplex.[63] Produkter som säljs består både av el som kan tillhandahållas av en elleverantör och nättjänster som tillhandahålls av ett nätföretag. Vidare finns det i en marknad med god konkurrens en mängd leverantörer som erbjuder olika typer av produkter. Det kan då vara svårt för kunden att identifiera vad som är ett fördelaktigt kontrakt om man inte har kunskap om nivån för sin elförbrukning.[64] Ett sätt att få mer aktiva kunder[65] är alltså att främja lättförståelig information.[66]

Enligt Nordic Energy är det väl känt att kundnöjdheten är relativt låg på många elhandelsmarknader.[67] Alla nordiska länder har en hög andel kunder som säger sig ha negativa erfarenheter. En del av dessa negativa erfarenheter hör samman med högre priser, men det är värt att notera att många av de redovisade negativa erfarenheterna inte rör frågan om pris.[68] Kundnöjdheten i Sverige är hög, även om den genomsnittlige elanvändarens nöjdhet har minskat till följd av ökade priser.[69] Av Nordic Energys undersökning framgår att majoriteten (68 procent) av respondenterna valt att inte byta elleverantör då de är nöjda med sitt nuvarande avtal.[70] Generellt verkar kundnöjdheten vara högre hos större etablerade aktörer än hos de mindre

[61] Statistikmyndigheten SCB, *Fördelning av elavtal, andel (procent) efter elområde, avtalstyp och månad*, hämtat den 17 mars 2025 från: https://www.statistikdatabasen.scb.se/pxweb/sv/ssd/START__EN__EN0301__EN0301A/SSDManadElAvtalstyp/table/tableViewLayout1/.
[62] Nordic Energy Research, s. 53.
[63] Ibid., s. 61.
[64] Nordic Energy Research, s. 60.
[65] Utredningen noterar särskilt att begreppet ”aktiva kunder” används i artikel 15 i elmarknadsdirektivet, då i betydelsen att medlemsstater ska säkerställa att slutförbrukare är berättigade att agera som aktiva kunder och exempelvis sälja egenproducerad el, delta i flexibilitetssystem m.m. Utredningen använder dock detta begrepp i en vidare bemärkelse. Med aktiva kunder avser utredningen sådana kunder som deltar i marknaden och ingår elavtal.
[66] Nordic Energy Research s. 38, s. 89.
[67] Ibid., s. 57.
[68] Ibid., s. 67.
[69] Ibid., s. 85.
[70] Ibid., s. 280.

elleverantörerna.[71] Sverige har också generellt sett varit framgångsrika med att stävja problem med oseriösa aktörer. Exempelvis har Konsumenternas Energimarknadsbyrå upprättat en klagomålslista över elleverantörer som fått många klagomål, vilket är till hjälp för dem som ska välja elavtal att göra ett informerat val. I förlängningen är syftet med klagomålslistan även att undvika att elleverantörer tillämpar tveksamma eller klandervärda metoder för att värva kunder in i ofördelaktiga kontrakt. Klagomålen som Konsumenternas Energimarknadsbyrå får in är få till antalet, men på klagomålslistan förekommer elleverantörer som når över en viss miniminivå för antalet klagomål.[72] Det ska här poängteras att det framförts av Konsumenternas Energimarknadsbyrå och Energiföretagen Sverige att det finns mer som kan göras för att skydda kunder mot oseriösa aktörer. I Sverige finns det enligt uppgift för närvarande viss problematik med oseriösa aktörer som marknadsför sig som billigast, men som sedan inte är transparenta i fakturor och överfakturerar jämfört med sitt erbjudande till elanvändaren.[73] Konsumentverket har i en granskning av 24 olika elleverantörers avtalsvillkor avseende pris konstaterat att villkoren innehåller brister och kan utformas på ett tydligare och mer lättbegripligt sätt.[74]

För elanvändare som har svårt att bedöma vilket elavtal som är mest fördelaktigt finns webbsidan Elpriskollen.se, som tillhandahålls av Energimarknadsinspektionen. På webbsidan kan man som elanvändare även se vilka elleverantörer som finns med på Konsumenternas Energimarknadsbyrås klagomålslista. Vid en sökning bland elleverantörer kan elanvändaren också välja bort svartlistade elleverantörer från sökresultaten. Alla elleverantörer är skyldiga att meddela Energimarknadsinspektionen uppgifter om pris och villkor för publicering på Elpriskollen.[75] Därutöver har Energiföretagen Sverige tagit fram en certifiering kallad ”Schysst elhandel” för att elkunder ska känna sig trygga i sitt val av elhandelsföretag. Genom att certifiera sig avger elhandelsföretag 18 särskilda kundlöften som

[71] Nordic Energy Research, s. 85, s. 290.
[72] Konsumenternas Energimarknadsbyrå, *Klagomålsinformation.* Hämtat den 17 december 2024 från: https://www.energimarknadsbyran.se/el/dina-avtal-och-kostnader/valja-elavtal/klagomalsinformation/.
[73] Presentation av Konsumenternas Energimarknadsbyrå i Elmarknadsutredningens hearing den 28 maj 2024 om anvisade elavtal.
[74] Konsumentverket, *Granskning av avtalsvillkor avseende pris för elavtal med månadsbaserat rörligt pris*, 2024-12-18, dnr 2024/1390.
[75] Gäller för elavtal med en förväntad årlig förbrukning under 100 000 kWh.

rör efterlevnad av allmänna avtalsvillkor i branschen, tydlig och rätt prisinformation, ångerrätt m.m.[76]

Som tidigare framgått ökade medvetenheten kring elmarknaden i samband med de senaste årens kraftiga prishöjningar. Trots det anser många elanvändare att elavtalen är svåra att förstå.[77] I Sverige anser sig 45 procent av elanvändarna ha varit välinformerade vid ett byte eller jämförelse av elavtal, medan 17 procent ansåg sig vara någorlunda välinformerade. Motsatsvis ansågs sig endast fem procent vara dåligt informerade, vilket kan tolkas som att majoriteten av tillfrågade elanvändare kunde ta till sig den nödvändigaste informationen och fatta ett informerat beslut, men att det av vissa upplevts onödigt svårt och tidskrävande.[78]

Vidare framgår av Nordic Energys undersökning att det främsta skälet till att kunderna inte bytt elavtal var på grund av att de uppgav sig vara nöjda med det nuvarande, medan det näst vanligaste skälet vad att de ansåg att ett byte endast hade en liten potential till besparing. Hur det ligger till med de elanvändare som fortsatt har anvisade elleverantörer – trots den ökade medvetenheten och de senaste årens prishöjningar och de bitvis höga priserna på anvisade elleveranser – är inte tydligt. Rimligen kan frånvaron av ett val av elleverantör bero på att merparten av dessa elanvändare har låg elförbrukning och därmed är mindre priskänsliga.

8.3.8 För- och nackdelar med den svenska regleringen

Det svenska anvisningssystemet är väl inarbetat och har fyllt en funktion i en tid före digitalisering och före de smarta mätare som ger större möjlighet till snabb från- och tillkoppling samt leverantörsbyte. Systemet med anvisade elleverantörer har uppenbara styrkor. För den som inte kan teckna elavtal eller av andra skäl förhåller sig passiv finns det en på förhand bestämd elleverantör som levererar el. Nätföretagens anvisning av kunder till elleverantör anses dock utgöra ett problem för konkurrensen, då det är vanligt att anvisning sker till en elleverantör i samma koncern som nätföretaget. Denna

[76] Energiföretagen Sverige, *Schysst elhandel.* Hämtat den 20 januari 2025 från: https://www.energiforetagen.se/energifakta/schysst-elhandel/ och Energiföretagen Sverige, *Krav på certifierade företag.* Hämtat den 20 januari 2025 från: https://www.energiforetagen.se/energifakta/schysst-elhandel/krav-pa-certifierade-foretag/.
[77] Nordic Energy Research, s. 277.
[78] Nordic Energy Research, s. 278.

omständighet anser utredningen utgöra den främsta nackdelen med den ordning som tillämpas i dag. Tilläggas kan att det svenska systemet inte heller överensstämmer med EU-rätten, då det inte främjar en konkurrensutsatt elmarknad.[79] Som tidigare nämnts har systemet utvärderats vid flera tillfällen utan att det har lett till någon betydande förändring.

Enligt vad utredningen har erfarit råder det delade åsikter i branschen om det i anvisade elavtal förekommit påslag som inte kan anses vara skäliga. Att påslagen medför att priserna generellt är högre hos anvisade kunder framgår dock tydligt.[80] Det har framförts av vissa aktörer att en prisskillnad kan vara motiverad, exempelvis med hänsyn till att anvisade elavtal kräver viss administration till följd av lagkrav om information till kunden varje kvartal, samt att anvisningskunder utgör en affärsrisk vid volatila elpriser och till följd av kort uppsägningstid. Det bör dock noteras att det inte har genomförts någon tillsyn som slår fast att det har tillämpats omotiverade prisskillnader gentemot anvisade kunder. Ett pris ska enligt förarbetena anses vara oskäligt först om det på ett påtagligt sätt avviker från de villkor som förekommer på elmarknaden i övrigt.[81] Samtidigt förekommer det uppfattningar i branschen om att anvisningskunder i själva verket bör betraktas som attraktiva kunder, eftersom de ofta erhålls av nätföretaget utan marknadsföringsåtgärder.

8.3.9 Nya villkor för nätföretagens anvisningar

Utredningen har övervägt om det, för att komma till rätta med den snedvridna konkurrensen, vore tillräckligt att i lag föreskriva särskilda villkor för hur den anvisade elleverantören utses. I dagsläget utser nätföretagen fritt en anvisad elleverantör. I artikel 27 i det reviderade elmarknadsdirektivet föreskrivs att en sistahandsleverantör ska utses genom ett rättvist, transparent och icke-diskriminerande förfarande. Utredningen anser inte att detta krav nödvändigtvis behöver innebära att en sistahandsleverantör utses genom ett sedvanligt upphandlingsförfarande. För överrensstämmelse med direktivets föreskrift om

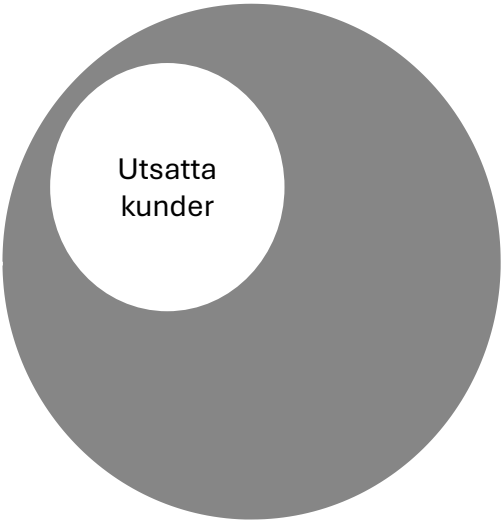
[79] Se exempelvis artikel 1 och artikel 5.1 i elmarknadsdirektivet.
[80] Statistik för jämförelse finns tillgänglig på SCB:s hemsida. Hämtat den 11 februari 2025 från: https://www.statistikdatabasen.scb.se/pxweb/sv/ssd/START__EN__EN0301__EN0301A/SSDManadElhandelpris/.
[81] Prop. 2016/17:13, s. 44.

ett rättvist, transparent och icke-diskriminerande förfarande torde det vara möjligt att utforma villkor för nätföretagen att tillämpa vid anvisning av elleverantörer. Direktivtexten åtföljs dock inte av någon ledning om vilken typ av villkor som kan vara acceptabla för att utse en sistahandsleverantör.

Utredningen anser dock inte att det är lämpligt att komplettera den nuvarande svenska lagstiftningen med villkor för hur nätföretagen ska utse anvisad elleverantör. Skälet till det är att den kundkrets som i dagsläget nyttjar möjligheten till elleverans genom en anvisad elleverantör är betydligt större än den kundgrupp som, enligt utredningen, bör tillförsäkras el genom en sistahandsleverantör. I dagsläget är det enda villkoret för att automatiskt bli anvisad en elleverantör att elanvändaren inte har tecknat ett elavtal. Det gör alltså att kundgruppen i Sverige med anvisade elavtal potentiellt är mycket större än den som artikel 27 i det reviderade elmarknadsdirektivet tar sikte på, eftersom varje elanvändare som inte väljer elavtal automatiskt får sin leverans genom anvisning. Utredningen illustrerar förhållandet nedan:

Figur 8.10 Illustration av anvisade kunder och utsatta kunder

Kunder med anvisade elavtal representeras av den mörkgrå cirkeln. Utredningen bedömer att endast en del av dessa (antal okänt) är utsatta kunder



Källa: Elmarknadsutredningen.

Även om väl utformade villkor för hur nätföretagen anvisar kan ha viss positiv inverkan på konkurrensen, jämfört med nuläget, bedömer utredningen att det är mer fördelaktigt för konkurrensen att de anvisade kunderna agerar på elmarknaden genom att välja elavtal, i stället för att som i dag anvisas automatiskt till anvisade elleverantörer.

Utredningen bedömer vidare att en tillämpning av särskilda villkor för anvisning inte leder till någon betydande förändring vad gäller frågan om prisskillnader mellan rörliga och anvisade avtal.

Sammantaget innebär detta att utredningen anser att andra modeller än en föreskrift om nya villkor för nätföretagens anvisning måste övervägas vid en omarbetning av anvisningssystemet.

8.3.10 Konkurrensutsättning för att utse anvisningsleverantör

Utredningen har även övervägt en ordning där varje nätföretag (eller flera nätföretag gemensamt) upphandlar den anvisade elleverantören. En sådan konkurrensutsättning skulle kunna vara gynnsam för konkurrensen, men skulle samtidigt bli administrativt betungande och kostsam.

Utredningen bedömer att en upphandlingslösning i och för sig leder till marknadsbaserade priser för kunderna i fråga, men risken är samtidigt att ett lågt upphandlat pris leder till fler passiva elanvändare. Det är inte otänkbart att medvetna kunder som inte har anvisat elavtal ser en fördel med ett lågt pris och därför väljer att inte teckna elavtal, eller säger upp sitt nuvarande elavtal för att få en anvisning.[82]

Sammantaget anser utredningen att det är nödvändigt att utforma en ny modell som ersätter det nuvarande anvisningssystemet. Skälen för detta är behovet av att få en lösning som främjar god konkurrens och aktivitet bland elanvändarna. Denna bedömning ligger också närmast i linje med vad som anges i våra direktiv om att utredningen ska lämna förslag om hur anvisningssystemet ska avskaffas, samtidigt som aktivitet bland kunderna värdesätts.

[82] Det ska dock nämnas att en uppsägning av avtal från en elanvändares sida inte alltid leder till anvisning om elanvändaren låter bli att teckna ett nytt avtal. Hos vissa elleverantörer tillhandahålls då automatiskt ett rörligt avtal eller annat särskilt avtal.

8.4 Utblick

För att få en vägledning om hur systemet med anvisade elleverantörer skulle kunna reformeras har utredningen jämfört det svenska systemet med motsvarande system i Finland, Norge och Danmark. Utredningen har anordnat en hearing om anvisade elavtal, där även systemen från Finland, Norge och Danmark presenterades.

Dessa länder har valts ut då de är de har elsystem och marknader som mest liknar det svenska, samtidigt som de står inför liknande utmaningar.[83] Vid en utblick mot övriga Europa blir skillnaderna exempelvis större på slutkundsmarknaderna, vilket skulle ge haltande jämförelser. Även mellan Finland, Norge, Danmark och Sverige finns dock icke obetydliga skillnader i förutsättningar, som exempelvis att el nyttjas för uppvärmning i olika omfattning.

I bilaga 3 återfinns en tabell som innehåller en översiktlig jämförelse mellan modellerna i Sverige, Norge, Danmark och Finland.

8.4.1 Finland

I Finland utser varje nätföretag en sistahandsleverantör som har en leveransskyldighet (Obligation to Supply, OtS) gentemot alla elanvändare inom sitt nätområde med en årsförbrukning under 100 000 kWh eller med en huvudsäkring på högst 3x63. En sådan sistahandsleverantör benämns nedan av utredningen som leveransskyldig sistahandsleverantör.[84]

Syftet med den finska modellen är att det ska finnas minst ett elhandelsföretag i varje elnätsområde som är skyldig att sälja el till konsumenter och mindre företag. På det sättet ska alla dessa ha möjlighet att teckna avtal med en elleverantör oavsett var de bor och oavsett sin finansiella situation.[85]

Alla elanvändare måste dock välja en elleverantör för att leverans ska ske. Den leveransskyldige elleverantören levererar alltså inte el till kunder som inte valt ett elhandelsavtal. Denna ordning har gällt sedan finsk domstol avgjorde att en elhandlare (till skillnad från vad

[83] För mer information om detta se Nordic Energy Research, s. 6 samt s. 119–120, där det påpekas det föreligger stora skillnader mellan länderna i vilken typ av kontrakt som erbjuds samt på nivån av förbrukning hos hushållen.
[84] Gäller för elanvändare med maximalt 3 x 63 A huvudsäkring och upp till 100 000 kWh årlig förbrukning, 67 § Elmarknadslag (9.8.2013/588) samt Nordic Energy Research s. 143.
[85] EI R2022:05.

som hittills har gällt i Sverige) inte kan fakturera använd el utifrån uppmätta mätvärden för tiden innan avtal tecknats med kund. Följden av detta är att ingen leverans av el sker förrän ett avtal har tecknats.

Enligt allmänna villkor i Finland kan leverans av el påbörjas som tidigast 14 dagar från det att en elanvändare har tecknat avtal, om inte en annan överenskommelse träffas. Normalt ska alltså en elanvändare vara aktiv och teckna kontrakt minst 14 dagar innan man flyttar in i en ny bostad. Samtidigt finns det en del leverantörer som kan tänkas acceptera att avtal tecknas en kortare tid inför inflyttningen, men den vanliga processen för byte av elleverantör är utformad så att den tar cirka 14 dagar.[86]

Den som utses av nätföretaget som leveransskyldig sistahandsleverantör ska ha ”betydande marknadsinflytande”. Om det inte finns en leverantör som har betydande marknadsinflytande i ett särskilt område utses den elleverantör som har störst marknadsandel bland elanvändarna i det aktuella området (baserat på mängden el som levereras). Nätföretaget behöver ha statistik tillgänglig för att utse leverantören med betydande marknadsinflytande. I oklara fall bestämmer den finska Energimyndigheten vilken leverantör som ska ha leveransskyldighet. Den leveransskyldiga elleverantören kan bytas ut om marknadsinflytandet/marknadsandelarna ändrats i området för ett nätföretag.

Leveransen av el till anvisade elanvändare ska ske till ett skäligt pris. Vad som är skäligt pris bedöms i jämförelse med marknadspriset för liknande avtal som övriga icke leveransskyldiga sistahandsleverantörer tillhandahåller. Det finns dock inte något rättsligt avgörande kring vad som anses vara ett skäligt pris. Till följd av detta och på grund av att priserna stigit under energikrisen pågår flera initiativ hos den finska Energimyndigheten angående prissättning.[87] Energimyndigheten har i samband med detta tagit fram principer för ledning i bedömning av om en prissättning är skälig eller ej. Det ska bedömas om priserna generellt följer prisutvecklingen på grossistmarknaden och om prisutvecklingen för avtalen hos en leveransskyldig elleverantör ligger i linje med marknadsmässiga priser för liknande avtal hos andra elleverantörer.

[86] Finsk Energiindustri (2024), *Nättjänstvillkor NTV 2024*.
[87] Nordic Energy Research, s. 143.

Villkoren för avtalen ska vara offentliga och det får inte förekomma villkor som är oskäliga, diskriminerande eller konkurrensbegränsande. Det är tillåtet att ha andra typer av avtal som inte är tillgängliga för elanvändare med förbrukning under 100 000 kWh eller som har en huvudsäkring på mer än 3 x 63 ampere. Dessa elanvändare ska dock fritt få välja mellan de olika avtal som den leveransskyldiga leverantören tillhandahåller till dessa elanvändare. I praktiken utgör de leveransskyldiga produkterna en del av elleverantörens standardutbud.[88] Det har i juni 2023 tillkommit regler om att den leveransskyldiga inte endast får erbjuda ett avtal med rörligt pris, utan att någon form av fastpriskontrakt måste vara tillgängligt för kunder med årsförbrukning under 100 000 kWh eller med huvudsäkring på max 3x63 ampere.[89]

Den leveransskyldige leverantören får inte vägra att teckna avtal med en utsatt kund med låg kreditvärdighet. Däremot är det tillåtet att kräva säkerhet.

Innan priser och villkor tillämpas ska de meddelas den finska Energimyndigheten. Energimyndigheten behöver dock inte godkänna priser och villkor innan de tillämpas.

Elavtal som avser leveransskyldighet till en konsument får inte sägas upp. Andra avtal som rör leveransskyldighet får endast sägas upp om det bedöms vara oskäligt för den leveransskyldige leverantören till följd av ändringar i lagstiftning eller vid betydande förändring av omständigheter. Uppsägningstiden är två veckor för användare och tre månader för den leveransskyldige leverantören.[90]

Den finska elmarknadslagstiftningen innehåller ett antal bestämmelser som medger ytterligare tid för betalning för hushåll som befinner sig i ekonomiskt trångmål på grund av allvarlig sjukdom eller arbetslöshet. Detta begränsar elleverantörens möjlighet till bortkoppling under vintermånader av hushåll som är beroende av elektricitet för uppvärmning.[91] I övrigt skyddas utsatta kunder av det sociala skyddsnätet.

Om en elanvändares elavtal blir uppsagt till följd av en elhandlares konkurs har nätföretaget ansvaret för att meddela elanvändaren och uppmuntra denne att välja en ny elleverantör. Under tre veckor blir nätföretaget sistahandsleverantör för att leverera el till elanvänd-

[88] Presentation i Elmarknadsutredningens hearing den 28 maj 2024 om anvisade elavtal.
[89] Nordic Energy Research, s. 157.
[90] 91 § Elmarknadslag 9.8.2013/588.
[91] Nordic Energy Research, s. 144.

aren, innan denne måste ha valt en ny elleverantör. Om elanvändaren inte har gjort något val inom tre veckor kan Energimyndigheten bestämma att den leveransskyldige elleverantören ska överta leveransen. Om det är den leveransskyldige elleverantören som inte längre kan leverera utser den finska Energimyndigheten en ny leverantör.

Bland de nordiska länderna är Finland det land vars kunder anser sig vara mest välinformerade, med så mycket som 70 procent av de tillfrågade som uppger att de är välinformerade.[92] Medvetenheten och kunskapen om elmarknaden ökade som en konsekvens av de senaste årens snabba prisökningar. Men marknaden anges fortfarande vara komplex för elanvändare att förstå.

Finland är det nordiska land som har störst andel aktiva kunder[93], där så mycket som 80 % av kunderna under år 2023 antingen jämförde sitt elavtal eller bytte till annan elleverantör[94]. Som en möjlig förklaring anges att det är vanligt med fastpriskontrakt, där kunden tvingas byta eller förnya kontraktet vid kontraktsperiodens slut.[95] Dock anges det i rapporten från Nordic Energy att det i den undersökning som utförts framkommit att den främsta orsaken till byte i Finland och Danmark är att elanvändaren blivit kontaktad av en annan elleverantör.[96]

En särskild omständighet som bör beaktas vid bedömning av om den finska modellen vore lämplig att införa i Sverige är att Finland har en hög andel fjärrvärme, vilket minskar risken för såväl person- som sakskador om det dröjer innan en kund tecknar avtal och får till stånd en elleverans. I Finland är ungefär en fjärdedel av hushållen beroende av el för uppvärmning.

Det ska också här nämnas att den finska datahubben uppges ha effektiviserat processerna och förbättrat kundservicen vid leveransskyldighet, men att systemet fungerade väl även innan datahubben tillkom.[97]

[92] Nordic Energy Research, s. 65–66.
[93] Nordic Energy Research s. 10.
[94] Nordic Energy Research, s. 58–59.
[95] Nordic Energy Research, s. 56.
[96] Nordic Energy Research, s. 58.
[97] Enligt vissa muntliga uppgifter till utredningen samt Fortum, presentation i Elmarknadsutredningens hearing den 28 maj 2024 om anvisade elavtal.

Utredningens överväganden

I Finland tillämpas en modell som innebär att det inte levereras el förrän ett avtal har tecknats mellan kund och elleverantör. Att ett avtal ska ha ingåtts innan en transaktion görs eller en leverans av tjänst påbörjas är en grundläggande princip på alla marknader, och även för andra samhällsviktiga tjänster. Utredningen anser att ett krav på att ett avtal föreligger är en rimlig utgångspunkt även vad gäller leverans av el.

Sistahandsleverantör för utsatta kunder

I den finska modellen finns en utpekad sistahandsleverantör för utsatta kunder. Elanvändare med lägre förbrukning än 100 000 kWh ska alltid ha möjlighet att vända sig till den leveransskyldige sistahandsleverantören. Har de nekats att teckna avtal med annan elleverantör, exempelvis på grund av låg kreditvärdighet, finns alltså en aktör som har skyldighet att ta emot dem. Skillnaden gentemot förhållandena i Sverige är att samtliga elanvändare måste välja en elleverantör. Någon automatisk anvisning sker alltså inte. Det innebär med andra ord att elanvändare i princip måste välja sin elleverantör, men att en utpekad aktör är skyldig att ta emot vissa kunder.

Den elleverantör som har betydande marknadsandelar i varje nätföretags område utses till leveransskyldig sistahandsleverantör. Det kan diskuteras om sättet att utse sistahandsleverantör är transparent, rättvist och icke-diskriminerande på det sätt som föreskrivs i EU-lagstiftningen. Eventuella negativa konsekvenser för marknadens funktionssätt är dock begränsade på grund av den smala kretsen elkunder som omfattas. Ett införande av en ordning lik den finska skulle utgöra en betydande förbättring gentemot den nuvarande svenska regleringen, där nätföretagens anvisning sker automatiskt om avtal inte tecknats, tämligen oreglerat och ofta till koncernbolag.

Den leveransskyldige elleverantören ska enligt finsk rätt tillämpa ett skäligt pris i förhållande till de utsatta kunderna. Utredningen har noterat att frågan om vad som utgör ett skäligt pris kan bli föremål för tillsyn och att denna reglering – om än tydligare än den som föreskrivs i 9 kap. 3 § ellagen – inte garanterar att utsatta

kunder betalar ett liknande pris för sin elleverans som övriga elanvändare.

Sistahandsleverantör för elanvändare som drabbats av elleverantörs konkurs eller förlust av balansansvar

I den finska modellen tar nätföretaget under en period om tre veckor över elanvändare som drabbats av sin elleverantörs konkurs eller förlust av balansansvar. Under dessa tre veckor ska nätföretaget uppmana kunderna att välja en ny elleverantör. Att ett nätföretag bedriver sådan verksamhet, om än under begränsad tid, är främmande i svensk kontext, eftersom nätföretag enligt ellagen inte får bedriva handel med el.[98] Likaså finns krav på åtskillnad mellan nätföretag och elleverantörer.[99]

Om ett val av leverantör inte sker kan den finska Energimyndigheten besluta att elanvändarna ska förflyttas till den leveransskyldige sistahandsleverantören, dvs. till elleverantören som är utsedd att ta emot utsatta kunder.

8.4.2 Danmark

Danmark har sedan den 1 april 2016 tillämpat ett system där alla elleverantörer i Danmark är skyldiga att erbjuda samtliga produkter till alla hushåll i de nätområden där de verkar[100] till de kunder som vill ingå avtal.[101] Det är inte tillåtet att neka kunder i en viss del av nätområdet eller underlåta att erbjuda en eller flera produkter till enskilda hushåll eller kategori av hushåll i ett nätområde. På så sätt säkerställs det att det inte sker någon prisdiskriminering gentemot ekonomiskt svaga hushåll genom att de tvingas köpa en produkt med högre priser än till priset för företagets ordinarie produkter.[102]

[98] 3 kap. 12 § ellagen.
[99] Åtskillnadsreglerna i ellagen kräver att elnätsverksamhet separeras från elhandel och elproduktion för att säkerställa en rättvis konkurrens, förhindra diskriminering och undvika korssubventionering, se exempelvis 4 kap. 21–29 §§.
[100] 2 kap. 6 b § Elforsyningsloven (LBKG 2023 1248).
[101] Den generella leveransplikten gäller endast privatkunder. Näringsidkare har inte längre en lagfäst rätt att få leverans av el, Oslo Economics (2017), *Samfunnsøkonomisk analyse om leveringsplikt og nettleieavregning*, s. 22.
[102] Mortensen, Bengt, *Elforsyningsloven med kommentarer*, kommentar (130), Karnov Group Denmark A/S.

Det är däremot tillåtet att erbjuda olika produkter till olika priser i skilda nätområden.[103]

Bestämmelsen om leveransskyldighet är en avvikelse från den allmänna avtalsrätten och innebär att elhandelsföretaget som utgångspunkt inte kan säga upp avtalet med en hushållskonsument, om inte vissa villkor som fastställs av Klima-, Energi- og Forsyningsministeriet är uppfyllda.[104] Om en elleverantör nekar en hushållskund ett elavtal finns det en klagonämnd att vända sig till.[105]

Som kund måste man aktivt välja ett elavtal för att få en elleverans.[106] Det finns dock särskilda regler för ägare av fastigheter som går under benämningen ”ägaransvar”.[107] Det innebär att en ägare av en fastighet ska betala för leverans av el till en uttagspunkt som förser fastigheten eller delar av den med el. Betalningsskyldighet föreligger dock inte i den mån avtal har träffats mellan elleverantören och fastighetsägaren (då gäller det tecknade avtalet) eller om avtal tecknats av annan elkund gällande leverans av el till uttagspunkten.[108] Om avtalet avseende en uttagspunkt sägs upp av en elkund och det inte föreligger ett nytt elavtal för uttagspunkten ska elleverantören underrätta fastighetsägaren.[109] I underrättelsen till fastighetsägaren ska elleverantören ge fastighetsägaren en frist på minst fem arbetsdagar från det att meddelandet kommit fram, för att fastighetsägaren ska kunna säkerställa att det ingås ett nytt avtal om leverans till uttagspunkten. Underrättelsen ska även innehålla ett nytt avtal om leverans till uttagspunkten. Det ska framgå att ägaren blir bunden av avtalet om det inte innan fristen löpt ut har ingåtts ett annat avtal om leverans av el från den tidpunkt då det uppsagda avtalet löper ut. Underrättelsen ska innehålla en uppgift om från vilken tidpunkt som ägaren är bunden av det översända kontraktet.[110] Ägaren blir dock inte bunden av det översända kontraktet om leveransen till uttagspunkten avbryts på ägarens begäran

[103] Ibid.
[104] 2 kap. 6 b § Elforsyningsloven samt Mortensen, kommentar (130).
[105] 2 kap. 6 b § Elforsyningsloven samt § 26 i Bekendtgørelse 2021-12-28 nr. 2648 om elhandelsvirksomhedernes opgaver og forpligtelser i forbindelse med levering af elektricitet til elkunder.
[106] 2 kap. § 6 Elforsyningsloven: ”Levering av elektricitet til en elkunde forudsætter en aftale herom mellem elkunden og en elhandelsvirksomhed. En elkunde kan frit vælge elhandelsvirksomhed och elprodukt”.
[107] 2 kap. 6c § Elforsyningsloven.
[108] 10 § i Bekendtgørelse 2021-12-28 nr. 2648 om elhandelsvirksomhedernes opgaver og forpligtelser i forbindelse med levering af elektricitet til elkunder.
[109] Ibid., 10 § stycke 2.
[110] Ibid., 10 § stycke 3.

före den frist som elleverantören bestämt löpt ut (minst fem dagar). Om ägaren begär att elhandelsföretaget avbryter elförsörjningen ska elhandelsföretaget omedelbart vidarebefordra begäran till nätföretaget.[111] Avtalsvillkoren för det kontrakt som elhandelsbolaget översänder med underrättelsen måste motsvara villkoren för en produkt som marknadsförs av elhandelsbolaget.[112] Ägaren kan säga upp avtalet när som helst med högst en månads uppsägningstid till ett månadsslut.[113] För eventuell tid mellan att det uppsagda avtalet löper ut och till dess att det medsända avtalet börjar gälla ska fastighetsägaren betala för leverans av el till uttagspunkten, då för en leverans till spotpris med ett av Forsyningstillsynet fastställt pristillägg.[114] Vidare kan inte elleverantören begära att nätföretaget avbryter elleveransen till uttagspunkten utan ägarens godkännande, såvida det inte har visat sig vara omöjligt för elleverantören att få kontakt med fastighetsägaren.[115]

Bestämmelsen om ägaransvar syftar till att det inte ska uppstå något tvivel om vem som ska betala för elleverans till en uttagspunkt under ett antal förutsättningar, exempelvis när en kund flyttar. När kunder flyttar kan det uppstå tvivel om vem som ska betala för leverans av el till den adress som kunden flyttar från, vilken elleverantör som ska leverera el och på vilka villkor. Betalningsskyldigheten för ägaren är dock inte tillämplig om det har ingåtts ett avtal med någon annan elanvändare (ej fastighetsägaren) om leverans till uttagspunkten. Detta är typexemplet i fall av hyra, där hyresgäster ingår avtal med en elleverantör om leverans till uttagspunkten. Bestämmelsen innebär att en hyresgäst, som har ingått avtal om leverans av el till en uttagspunkt, betalar till elhandelsbolaget enligt avtalet så länge hyresgästens avtal med elhandelsbolaget är giltigt. Det typiska tillämpningsområdet för bestämmelsen förväntas vara situationer där den nuvarande elkunden flyttar från en adress och den som flyttar in ännu inte har träffat avtal om leverans från inflyttningstillfället. Så kan fallet vara både i samband med försäljning av fastighet och i samband med avhysning av tidigare hyresgäst. Praxis på

[111] Ibid., 10 § stycke 4.
[112] Ibid., 10 § stycke 4.
[113] Ibid., 10 § stycke 4.
[114] Enligt bestämmelser som följer av 72f § Elforsyningsloven.
[115] 10 § stycke 8 i Bekendtgørelse 2021-12-28 nr. 2648.

hur 6 c § ska tillämpas har dock tillkommit efter hand.[116] Närmare bestämmelser om fastighetsägarens betalningsskyldighet bestäms av Klima-, Energi- og Forsyningsministeriet. Detsamma gäller för elhandelsföretagets rättigheter och skyldigheter i detta sammanhang, inklusive om betalningsskyldighetens början, varaktighet, priser och villkor för elhandelsföretagets underrättelseskyldighet till ägaren om det inte finns något elavtal för uttagspunkten och elleverantörens rätt att begära att nätföretaget avbryter leveransen av el utan fastighetsägarens godkännande.[117]

Vid nybyggnation måste elavtal tecknas innan överföring av el påbörjas. Kunder som flyttar ska kontakta sin elleverantör, som också ansvarar för att det ingås nätavtal. Aktivitet hos elanvändaren är alltså viktig, men i gengäld ges denne rätt att välja mellan alla produkter som finns på marknaden.

För att underlätta valet av elleverantör har Danmark regler om att varje elleverantör måste publicera relevant och korrekt information om sina priser på sin hemsida. De måste även publicera gällande priser på hemsidan Elpris.dk[118], som är ett verktyg från Forsyningstilsynet som elanvändare kan använda i jämförelser inför sitt val av elleverantör.

Pris får sättas på kommersiella villkor, om inte annat krävs enligt lag.[119]

Vid osäkerhet om kundens betalningsförmåga kan elleverantören kräva upp till fem månaders säkerhet av elanvändaren.[120] Vid bedömningen av om säkerhet ska ställas läggs avgörande vikt vid om elanvändaren har betalningsanmärkningar. Elleverantören kan kräva att säkerhet ställs innan elleverans påbörjas eller för fortsatt leverans.[121] Fristen för när säkerhet ska ställas är 15 dagar vid försummelse från elanvändarens sida, i övrigt två månader.[122]

Om elanvändaren inte ställer säkerhet och inte betalar kan elleverantören säga upp kontraktet och eventuellt begära att nätföre-

[116] Däribland ärenden om hur bestämmelsen ska tolkas i förhållande till avtalade bestämmelser i hyreskontrakt vem som ska erlägga betalning för ström innan och efter tillträde, samt praxis som anger att en hyresvärd inte svarar för en hyresgästs stöld av el från mätarskåp och praxis för vad som gäller för kommersiella uthyrare, se Mortensen, kommentar (145) till 2 kap. 6c § elforsyningsloven.
[117] 2 kap. 6c § elforsyningsloven.
[118] Nordic Energy Research, s. 104.
[119] Mortensen, kommentar 130.
[120] 13 § i Bekendtgørelse 2021-12-28 nr. 2648.
[121] Ibid.
[122] 14 § i Bekendtgørelse 2021-12-28 nr. 2648.

taget ska avbryta överföringen av el i linje med de villkor som gäller för bortkoppling enligt dansk lagstiftning.[123] En elleverantör är inte skyldig att med hänsyn till sin generella leveransskyldighet leverera el till en hushållskonsument, vars elavtal har hävts, förrän hushållskonsumenten har betalat det belopp som denne är skyldig.[124] I övrigt gäller kontraktsvillkoren för uppsägning av kontrakt. Danmark har bestämmelser som tillämpas vid bortkoppling, men i praktiken sker bortkoppling mycket sällan.[125] Om elanvändaren erlägger betalning eller tecknar avtal med annan leverantör innan gällande frister löpt ut sker inte bortkoppling.

För sistahandsleverantör vid konkurs gäller följande. En gång om året beräknar Forsyningstillsynet det pris som en elleverantör kan ta ut om denne övertar kunder. Priset gäller för nästkommande år. Vid en konkurs kan den systemansvarig för överföringssystem som driver den danska datahubben fråga alla elleverantörer som anmält intresse av att överta kunder hur många kunder de är villiga att överta. Övertagandet ska ske till det pris som Forsyningstillsynet beräknat. Fördelning sker i enlighet med en på förhand bestämd fördelningsmekanism.[126]

Sistahandsleverantör som övertar kunder är skyldig att leverera el till kunderna till det bestämda priset i tre månader. Under tiden kan kunden välja en annan elleverantör. Om inget val sker kommer kunden fortsatt att få leverans av sistahandsleverantörn men då under ett annat avtal i dennes sortiment. Om kunden inte gjort något val måste leverantören meddela om kunden flyttas över till det nya kontraktet. Om elleverantören går i konkurs blir kunderna automatiskt tilldelade en annan elleverantör. Det sker genom en upphandling där elleverantörer erbjuder sig att överta kunder till ett givet pris vid eventuell konkurs.

I rapporten från Nordic Energy anges att Danmark har större utmaningar än Sverige och Norge vad gäller oseriösa aktörer[127]. Marknaden beskrivs som komplex[128] för elanvändare att förstå samtidigt som ett byte av elleverantör genomförs lätt genom den danska elhubben (som sköter kommunikationen mellan marknads-

[123] Oslo Economics, s. 22 samt 14 § stycke 3 i Bekendtgørelse 2021-12-28 nr. 2648.
[124] 13 § stycke 4.
[125] Enligt muntlig uppgift från Forsyningstillsynet.
[126] Se närmare reglering av fördelningsmekanismen i Bekendtgørelse om fordeling af aftagenumre ved en elhandelsvirksomheds konkurs m.v. 2015-05-19 nr. 668.
[127] Nordic Energy Research, s. 11, s. 82.
[128] Nordic Energy Research, s. 134 samt Mortensen, kommentar (134).

aktörerna).[129] Det gör att det exempelvis förekommer att oseriösa elleverantörer genomför byte av elleverantör utan tydlig accept från kunden eller utan att kunden får tillräcklig betänketid. Det förekommer också att elanvändare tror att de har ett fastpriskontrakt för en längre tid än tre månader, men att de sedan får betala ett högre pris utan att bli underrättade om det av elleverantören.[130]

Medvetenheten om elmarknaden var låg i Danmark innan de senaste årens snabba prisökningar. Genom de höjda priserna gick elanvändarna från att vara likgiltiga till att vara negativt inställda i sin syn på elmarknaden.[131] Klagomålen på oseriösa aktörer ökade under tiden då priserna steg.[132] I Danmark känner sig kunderna inte lika välinformerade som i Finland, och det kan möjligen bero på att det finns vissa problem med deras prisjämförelseverktyg.[133] Aktiviteten i Danmark anses också vara relativt hög.

Innan den generella leveransskyldigheten infördes år 2016 tillämpade Danmark en upphandlingsmodell. Upphandlingen delades upp i 36 olika områden. Det resulterade i aktiv konkurrens och låga priser i några områden. I andra områden fanns endast en enda anbudsgivare och därmed blev priserna högre.[134] Det ansågs vidare vara viktigt att kontrollera att det fakturerades rätt rörligt pris samt rätt påslag. Därför räknade Forsyningstillsynet ut ett genomsnittligt spotpris under en viss period som sedan utgjorde det pris som de leveransskyldiga fick fakturera kunderna.[135]

Anledningen till att Danmark övergick till en generell leveransskyldighet från en upphandlingsmodell var att man ansåg att en generell leveransskyldighet skulle komma närmare en fri marknad.[136] I en modell där ett genomsnittligt spotpris beräknades var det inte heller möjligt att tillämpa ett system med prissignaler och avräkning per timme. Vidare ansågs det att en modell med generell leveransskyldighet skulle resultera i lägre administrativa kostnader. Tidsåtgången som krävdes för att kontrollera att den generella leveransskyldigheten och eventuell bortkoppling sköttes korrekt bedömdes

[129] Nordic Energy Research, s. 103.
[130] Nordic Energy Research, s. 87.
[131] Nordic Energy Research, s. 134.
[132] Nordic Energy Research, s. 135.
[133] Nordic Energy Research, s. 65.
[134] Oslo Economics, s. 21.
[135] Oslo Economics, s. 20.
[136] Mortensen, kommentar (112).

vara mindre än den tid som gick åt till administration i upphandlingsmodellen.

I Danmark sker uppvärmning främst med fjärrvärme. Endast sex procent av hushållen är beroende av el för sin uppvärmning.

Utredningens överväganden

I Danmark tillämpas en modell som i likhet med den finska modellen innebär att det inte levereras el förrän ett avtal har tecknats. Att ett avtal ska ha ingåtts innan en transaktion görs eller leverans av tjänst påbörjas är en grundläggande princip, även för andra samhällsviktiga tjänster. Utredningen anser det därför vara en rimlig utgångspunkt att det även vid leverans av el ställs krav på att avtal har tecknats.

Den lösning som Danmark tillämpar för att i vissa situationer tillförsäkra en fortlöpande leverans av el (s.k. ägaransvar) är en reglering vars tillämpning är svår att utläsa ur lagtexten och som har krävt praxis i enskilda fall. Utgångspunkten för vår utredning är att enkelhet bör eftersträvas och att regleringar som kräver praxis för sin tillämpning bör undvikas.

Sistahandsleverantör för utsatta kunder

Danmark har inte en särskilt utsedd sistahandsleverantör, såsom är fallet i Finland. I stället är alla elleverantörer leveransskyldiga. Det innebär att alla elleverantörer har en skyldighet att tillhandahålla de produkter de erbjuder i det aktuella nätområdet om en elanvändare önskar teckna ett elavtal. Fördelen med en sådan lösning är att konkurrensen främjas. Vidare bestäms priserna av marknaden, vilket innebär att en reglering om att leverans gentemot utsatta kunder ska ske på ”skäliga villkor” kan undvikas. Dessa kunder har i stället rätt att ta del av samma erbjudanden som marknadsförs till övriga kunder.

Sistahandsleverantör för kunder som drabbats av elleverantörs konkurs eller förlust av balansansvar

En modell där elleverantörer anmäler sitt intresse och på basis av en fördelningsmekanism tar över elanvändare som drabbats av en elleverantörs konkurs eller förlust av balansansvar är enligt utredningens uppfattning i grunden tilltalande. Däremot är vi tveksamma till modellen med ett av en myndighet fastställt pristillägg under de första tre månaderna efter att elleverantören tagit över kunder. Utredningen bedömer att en sådan reglering dels kan anses vara otillåten, dels att det finns risk för att pristillägget inte sätts på rätt nivå. Det kan även ifrågasättas om det är motiverat att tillämpa ett pristillägg just för dessa kunder. Om en fördelningsmekanism tillämpas utan prisreglering står det elleverantörerna fritt att ta emot kunderna till något pris. En reglering som innebär att leverans ska ske till skäliga villkor kan ge upphov till en diskussion om vad som avses med skälighet. Möjligen skulle det i en sådan modell kunna ställas villkor om att priset för utsatta kunder ska ligga i linje med de priser som elleverantören erbjuder till sina övriga kunder.

8.4.3 Norge

I Norge förutsätts en kund teckna ett avtal med en elleverantör, som i sin tur upprättar ett avtal med nätföretaget. Om en elanvändare av något skäl inte har tecknat ett elavtal med en elleverantör får nätföretaget i uppgift att leverera el. På så sätt får alla kunder elleverans oavsett om de har tecknat ett elhandelsavtal eller inte. Det finns få avtal att välja mellan ifrån den som har leveransskyldighet (dvs. få anvisade avtal) och de är inte särskilt gynnsamma för elanvändaren. Det gör att det finns få kunder som är föremål för leveransskyldighet.

Priset i avtalet bestäms utifrån spotpriset med ett förutbestämt påslag. Under de första sex veckorna är ett särskilt påslag reglerat för att en anvisad kund inledningsvis ska få ett normalt pris. Efter sex veckor får nätföretaget fortsätta att leverera el men då är påslaget inte längre reglerat. Nätföretaget kan således öka påslagen för att ge kunderna incitament att teckna avtal med en elleverantör.

En elleverantör kan inte bryta elleveransen vid bristande betalning utan måste säga upp elhandelsavtalet om en kund inte betalar.

Nätföretaget är den som kan bryta elleveransen, om det föreligger bristande betalning för nättjänster och/eller leveransskyldig el. Inga kunder är garanterade elleverans vid bristande betalningsförmåga. Det är Arbeits-og velferdsetaten (NAV) som stöttar utsatta kunder ekonomiskt så att betalning sker.

Om en elleverantör går i konkurs eller inte längre får handla på elbörsen övertar nätföretaget elhandelsleverantörens kunder.

I slutet av 2023 var det 86 000 kunder som fick sin elleverans genom leveransskyldigt nätföretag (63 000 konsumenter, 23 000 näringsidkare). Branschföreningen Fornybar Norge uppskattar att endast 20–30 procent av dessa var utsatta kunder. För utsatta kunder finns ingen särskild reglering utöver ett föreslaget maximalt pris för el som omfattas av leveransskyldigheten.

Även norska elanvändares medvetenhet har ökat efter de senaste årens snabba prisökningar.[137] Ungefär40 procent kände sig välinformerade, men det fanns också en relativt stor skara om 10 procent som kände sig mycket dåligt informerade i situationer då byte eller jämförelse av elavtal vore aktuellt.[138] I Norge var den främsta orsaken till byte av elavtal – liksom i Sverige – att elanvändaren ville teckna ett mer fördelaktigt kontrakt.

Norge är i stor omfattning beroende av el för uppvärmning. Nära hälften av befolkningen har el som värmekälla.[139]

Utredningens överväganden

Den nuvarande norska modellen är enligt vår uppfattning inte ett alternativ till den nuvarande svenska modellen. Skälen är dels att en modell där nätföretag agerar som elleverantör strider mot en grundläggande princip om åtskillnad i elmarknadsförordningen, dels att den prisreglering som förutsätts enligt vår uppfattning varken är effektiv eller tillåten.

[137] Nordic Energy Research, s. 237.
[138] Nordic Energy Research, s. 238.
[139] Nordic Energy Research s. 235.

Förslag om en upphandlingsmodell

År 2014 genomfördes en testpilot i Norge för att undersöka möjligheten att införa en upphandlingsmodell. År 2017 utredde konsultföretaget Oslo Economics möjliga alternativ till leveransskyldigheten. Resultaten publicerades i en rapport till NVE (Norges vassdrags- og energidirektorat).[140] Rapporten förordade ett upphandlingsförfarande. För närvarande bedrivs ett projekt med förslag på att ersätta leveransskyldigheten med ett upphandlingsförfarande, men en sådan modell har ännu inte tagits i bruk. Ytterligare en testpilot har dock genomförts.

I rapporten från 2017 föreslog Oslo Economics ett upphandlingsförfarande där det för den elleverantör som vunnit anbud om leveransskyldighet i ett område ingår ett finansiellt åtagande att leverera el till alla kunder som inte tecknat elavtal. Det föreslogs att ansvaret för att en sådan upphandling genomförs skulle ligga hos NVE.[141] Vidare föreslogs att upphandlingen skulle delas upp i fem olika geografiska områden. Med dessa områden ansågs det vara möjligt att nyttja stordriftsfördelar samtidigt som det inte blev för många aktörer. Det ansågs att områdena skulle vara föremål för gemensam upphandling för att främja konkurrens. Anbud skulle kunna lämnas för samtliga områden, med angivande av rangordning. Rekommendationen var att det endast skulle vara möjligt för en leverantör att vinna ett av områdena. På så sätt skulle det finnas andra leveransskyldiga elleverantörer som kan leverera om en annan leveransskyldig aktör går i konkurs.[142]

I rapporten föreslogs att kontraktstiden skulle vara tre år för att den leveransskyldige skulle kunna få täckning för sina kostnader. Är kontraktstiden för lång ansågs det finnas risk för osäkerhet om framtida intäkter och kostnader i kontraktet.[143] En kontraktsperiod på tre år ansågs också vara en lämplig tidsrymd för en efterföljande utvärdering av systemet.

Det föreslogs också att NVE skulle ges möjlighet att peka ut en eller flera av de andra leveransskyldiga aktörerna till att ta över leveransskyldigheten i ett område, om den leveransskyldiga leverantören

[140] Oslo Economics (2017), *Samfunnsøkonomisk analyse av modeller for leveringsplikt og nettleieavregning – konsulentrapport utarbeidet for NVE*, rapport nr. 10-2017.
[141] Oslo Economics, s. 21.
[142] Oslo Economics, s. 20.
[143] Oslo Economics, s. 21.

går i konkurs. Den aktör som tar över leveransskyldiga skulle då få välja mellan att erbjuda elleverans på samma villkor som det tidigare leveransskyldiga bolaget i konkurs, eller på samma villkor som aktören levererar el till i det upphandlingsområde där aktören sedan tidigare är leveransskyldig. För att undvika en konkurssituation föreslogs det dock att det bör ställas höga krav på soliditet och likviditet för att få kvalificera sig som anbudsgivare i upphandling av leveransskyldighet.

Vidare förslogs att en elanvändare (oavsett om det är en privatkund eller en näringsidkare) som flyttar och nyttjar el på annan plats blir kund till den leveransskyldige elleverantören. Skyldigheten för leverantören att leverera el till elanvändare som flyttat gäller under viss tid.[144]

En nackdel som lyftes fram i rapporten är att en upphandling kan resultera i så pass gynnsamma priser att fler väljer anvisningsavtal, vilket riskerar att resultera i fler passiva kunder.

Oslo Economics angav vidare att det kan sparas in på administrativa kostnader vid tillämpningen av en upphandlingsmodell. Det påpekas exempelvis att nätägarna inte behöver köpa och sälja el (jämfört med i Sverige, där nätföretagen endast anvisar ett elhandelsavtal, är nätföretagen i Norge även skyldiga att leverera elen).

Oslo Economics redovisade även en analys av förväntade driftskostnader i olika modeller för anvisning. Det bedömdes vara mer effektivt om man flyttar anvisningskunderna till ett mindre antal elleverantörer som specialiserar sig på att hantera dem. Man såg också att den danska modellen skulle kunna vara lika effektiv, om elleverantörer med leveransskyldighet köper tjänster för kundhanteringen av inkassobolag. Det bedömdes att båda modellerna – upphandlingsmodellen och den danska modellen för leveransskyldighet – skulle kunna innebära besparingar om 65 miljoner norska kronor om året, jämfört med om nuvarande system där nätföretagen har leveransskyldighet behållits. Det bedömdes att upphandlingsmodellen innebär att kostnader flyttas från nätföretagen till elleverantörerna, medan leveransskyldighet gör att kostnader flyttas till socialförvaltningen om elleverantören kan kräva säkerhet på upp till fem månader (som i Danmark).

Vid ytterligare jämförelse med den danska modellen ansågs erfarenheterna av besparingar i Danmark till följd av införandet av

[144] Oslo Economics, s. 20.

generell leveransskyldighet (i stället för den tidigare upphandlingsmodellen) inte nödvändigtvis vara överförbara till norska förhållanden. Det framfördes att Norge skiljer sig från Danmark bland annat på så sätt att det är kallare klimat och att el ofta är den enda uppvärmningskällan.[145] Det ansågs därför vara viktigare att säkra att bortkoppling sker på ett korrekt sätt än i det danska systemet. Det kan innebära att mer resurser behövs i Norge än i Danmark för att garantera regelefterlevnaden. Generell leveransskyldighet ansågs kunna innebära högre administrativa kostnader i Norge än vad den gör i Danmark.

Det konstateras även att en generell leveransskyldighet troligen ger en mer välfungerande marknad eftersom kunderna måste vara aktiva och att slutkundsmarknaden därmed kommer närmare den fria marknaden. Det ansågs dock att en generell leveransskyldighet kan upplevas som belastande för utsatta kunder, som förutsätts göra aktiva val men som kanske inte har möjlighet att göra det.

I det projekt som för närvarande genomförs i Norge för att införa en upphandlingsmodell har det enligt vissa muntliga uppgifter till utredningen framkommit att elhubben underlättar arbete med att identifiera och flytta över kunderna. Vid den testpiloten som projektet utfört av en upphandlingsmodell tillämpades ett spotpris plus påslag. I ett möte mellan Ei och den norska tillsynsmyndigheten den 7 april 2022 framkom att den senare fick in anbud med påslag mellan −0,1 och 5 öre.

Även norska elanvändares medvetenhet har ökat under de senaste åren till följd av höga elpriser.[146] Aktivitet som innebär antingen byte eller jämförelse av elavtal har varit uppe på 49 procent.[147] Cirka 40 procent kände sig välinformerade, men det fanns också en relativt stor skara om 10 procent som kände sig mycket dåligt informerade i situationer då byte eller jämförelse av elavtal vore aktuellt.[148] I Norge var den främsta orsaken till byte av elavtal – liksom i Sverige – att elanvändaren ville teckna ett mer fördelaktigt kontrakt. Det kan antyda att elanvändare i Sverige och Norge i praktiken är mer aktivt engagerade i marknaden. I rapporten anges att det kan finnas ett samband mellan sådan aktivitet och att det i Norge är vanligt med

[145] Samma konstaterande görs i rapport från Nordic Energy Research, s. 51, med angivande av att det antyder att förbrukningen är högre i Norge och att kunder möjligen är mer priskänsliga och medvetna.
[146] Nordic Energy Research, s. 237.
[147] Nordic Energy Research, s. 237, undersökning utförd i oktober 2023 avseende de senaste 12 månaderna innan undersökningen.
[148] Nordic Energy Research, s. 238.

spotpriskontrakt och i Sverige vanligt med rörliga avtal – samtidigt som elanvändningen är högre än i övriga nordiska länder.[149]

Norge är i stor omfattning beroende av el för uppvärmning. Nära hälften av befolkningen är beroende av el för värme.[150]

Utredningens överväganden

Införandet av en upphandlingsmodell i Norge har varit på tal under en längre tid. I det norska arbetet har man bland annat studerat Danmark där en upphandlingsmodell tillämpats tidigare, samt med tankar om att förbättra de brister som upplevdes i Danmark. Fördelen med en upphandlingsmodell är att utnämningen av sistahandsleverantör blir konkurrensutsatt. Priserna bör bli rimliga, förutsatt att det lämnas tillräckligt med anbud. Låga priser bör kunna leda till kundnöjdhet. Risken är dock att det leder till minskad aktivitet hos elanvändarna om de automatiskt får ta del av låga priser genom upphandling. Det kan jämföras med den nuvarande modellen i Norge där ogynnsamma anvisade avtal också innebär ett lågt antal anvisade kunder.

Upphandling är ofta administrativt betungande med omfattande – och i viss mån återkommande – arbete med att ta fram förfrågningsunderlag. Vidare behöver exempelvis kravställning tas fram för att undvika att oseriösa aktörer lämnar vinnande anbud. Om en upphandling endast ska omfatta sistahandsleverantör för utsatta kunder och inte anvisningskunder riskerar kostnaden att bli hög i förhållande till antalet kunder, både för upphandlingen i sig och för den vinnande aktören. Samtidigt är det då inte givet att det blir lika attraktivt för elleverantörer att lämna anbud, vilket väcker frågor om priserna landar i nivå med övriga marknadsbaserade priser eller ej – något som är en uttalad ambition i våra utredningsdirektiv.

8.4.4 Synpunkter från aktörer

Utredningen har mottagit synpunkter från aktörer, som i relevanta delar sammanfattas nedan.

Energiföretagen Sverige anger att de principiellt är positiva till att avskaffa anvisningssystemet till fördel för ett system som bygger

[149] Nordic Energy Research s. 10.
[150] Nordic Energy Research s. 235.

på principen ”inget avtal – ingen el”. Föreningen kan se för- och nackdelar med såväl den finska som den danska modellen men kan inte förorda något framför den andra. Vikten av att sätta kunden i centrum och nogsamt överväga konsekvenserna av ett ändrat system betonas.[151] Energiföretagen Sverige anser att vi har ett välfungerande socialförsäkringssystem som fortsatt bör vara det som i första hand ger skydd till kunder som har svårt att betala för sin el.[152]

Fortum framför att en modell med ”inget avtal – ingen leverans” har tillämpats i många år i Finland och att den fungerar väl vid både leverantörsbyten och flyttar. Det är enkelt för kunden och elleverantören hanterar även nätavtalet. Systemet med ”inget avtal – ingen leverans” gör att det inte finns en parallell marknad som dränerar den egentliga marknaden. Det finska dataregistret har effektiviserat processerna och förbättrat kundservicen, men modellen fungerade även dessförinnan. Fortum rekommenderar att lösningar som snedvrider konkurrens eller förvirrar kunder bör undvikas. Fortum anger att det inte finns några nackdelar med att inte anvisa leveranser. De anser att en leveranspliktig leverantör behövs och att den leveranspliktige elleverantören inte ska tvingas sälja produkter annat än till marknadspris. Fortum anger att stöd för utsatta kunder bäst ges av sociala myndigheter och att det inte är ändamålsenligt med en särskild reglering i elmarknadsregleringen.[153]

Mälarenergi framför att den ultimata lösningen för att få bort anvisningsavtalen är ett system med inget avtal – ingen el, men att det medför andra problem såsom att utsatta kunder inte tillhandahålls ett elavtal. De framför även att en elhandlarcentrisk modell skulle fungera i ett större perspektiv och inte bara ur anvisningsperspektiv. De anger även att den nuvarande ordningen går åt rätt håll med färre elanvändare med anvisad elleverantör, att kommunikation fungerar bra och att det finns enkla flyttprocesser, regelverk och god kundservice. Vidare anger Mälarenergi att det är svårt att se om någon speciell ålderskategori kan anses vara sårbar samt att passiva kunder har lägre elförbrukning och därmed lägre kostnader.[154]

Ellevio framför, utifrån egna erfarenheter av att ha handlat upp sin anvisade elleverantör på den öppna marknaden, att ändringar kan göras med utgångspunkt i nuvarande modell, där man exem-

[151] Skrivelse från Energiföretagen Sverige den 8 december 2024.
[152] Presentation i Elmarknadsutredningens hearing den 28 maj 2024 om anvisade elavtal.
[153] Presentation i Elmarknadsutredningens hearing den 28 maj 2024 om anvisade elavtal.
[154] Presentation Elmarknadsutredningens hearing den 28 maj 2024 om anvisade elavtal.

pelvis konkurrensutsätter utifrån tydliga ramar med kriterier för tilldelning.[155]

Vattenfall förordar en ordning där kunden alltid måste välja ett elhandelsföretag vid inflytt. Vidare anser Vattenfall att elleverantören i en ny modell ska vara elanvändarens första och primära kontakt, som ansvarar för att inflytt på nät hanteras på ett korrekt sätt enligt gällande processer och ett standardiserat förfarande. Vattenfall anför att alla elhandlare måste ges en lagstadgad skyldighet att erbjuda ett elhandelsavtal ut standardsortimentet till privatkunder och mindre företag. Vidare framförs att ett upphandlingsförfarande skulle störa den marknadsbaserade prisbildningen och vara mycket negativt för elmarknadens utveckling. Det skulle även leda till betydligt mindre aktiva kunder på marknaden, vilket vore mycket olyckligt i en tid när kundernas aktivitet måste öka. Vidare framförs att det skulle vara kostsamt och mycket svårt att sätta rimliga och rättvisa upphandlingskriterier. Vad gäller utsatta kunder anger Vattenfall att sociala myndigheter bäst kan råda och hjälpa.[156] Vattenfall menar vidare att ett anläggningsregister behövs för att en avveckling ska kunna ske med god kundupplevelse och kostnadseffektiv hantering och administration. Vattenfall anser att digitaliseringens möjligheter bör tas tillvara och att ett dataregister (över anläggningar och elkunder) skulle förbättra informationsutbytet på elmarknaden och underlätta för elanvändare att bidra med flexibilitet.

God El framför att dagens modell i stort fungerar väl men att den utnyttjas av några av marknadens aktörer på intäktssidan. De största anvisningsaktörerna tar ut ett snittpåslag (utöver det vanliga rörliga påslaget) om 34 öre. Lägst påslag är 0 öre och högst 94 öre. Görs en beräkning utifrån 8 % anvisningsavtal och en snittförbrukning om 4 300 kWh innebär det att årsintäkten på anvisningsavtal uppgår till ca en halv miljard kronor. God El förordar ingen särskild lösning, men nämner exempelvis att en möjlig konsekvens av en lösning med ”inget avtal – ingen el” är att elleverantörerna fördelar anvisningsintäkterna på hela kundkollektivet för att behålla samma marginaler.[157]

[155] Presentation i Elmarknadsutredningens hearing den 28 maj 2024 om anvisade elavtal.
[156] Skrivelse från Vattenfall till Elmarknadsutredningen den 22 augusti 2024.
[157] Skrivelse från God El den 5 december 2024.

8.5 Utredningens bedömningar och förslag

8.5.1 Skäl för ändring av nuvarande reglering

Det nuvarande systemet med anvisade elavtal snedvrider konkurrensen och innebär att det inte utses en tydlig sistahandsleverantör på ett rättvist, transparent och icke-diskriminerande sätt.[158] Detta utgör enligt utredningen tillräckliga motiv till att införa en annan ordning. Att den svenska regleringen därutöver brister i förhållande till EU-lagstiftningen är ytterligare ett skäl till att förändra den nuvarande ordningen.[159]

Utredningen har erfarit att priserna för elanvändare med anvisade elavtal generellt sett är högre jämfört med användare som aktivt väljer elleverantör. Det har inte gått att komma till rätta med dessa olägenheter inom ramen för nuvarande system. Exempelvis strider införandet av en prisreglering mot EU-rätten. Någon tillsyn har inte genomförts av om priserna hållit sig inom ramen för vad som kan bedömas vara skäligt. En sådan bedömning kan dock enligt utredningen vara svår att genomföra. Det är inte heller givet att en tillsyn leder till praxis som är tillämpbar gentemot andra aktörer med andra motiv till sin prissättning. Det finns inte heller något som tyder på att prisskillnaderna mellan anvisade avtal och andra avtal kommer att minska framöver. Oavsett om de påslag som tillämpas gentemot de anvisade kunderna är motiverade eller inte anser utredningen att det på principiella grunder kan ifrågasättas om det är motiverat att dessa kunder ska erhålla ett särskilt avtal med ett särskilt pris. För att komma till rätta med de angivna brister förordar utredningen att ett nytt system införs.

Det kan noteras att utredningen mottagit synpunkter om att problematiken med höga priser på anvisningsavtal inte längre omfattar särskilt många kunder. Antalet anvisade kunder har minskat avsevärt och ligger numera omkring åtta procent av totalen. Vidare har de anvisade kunderna ofta en låg förbrukning och tycks därmed också vara mindre priskänsliga. De drabbas således inte nödvändigtvis hårt ekonomiskt av ett omotiverat högt pris. Priset är dock oaktat den låga förbrukningen högre än i de marknadsbaserade avtalen

[158] Ei R2022:05.
[159] Att den svenska modellen brister i överensstämmelse med EU-lagstiftningen har även konstaterats i rapport från Oslo Economics, s. 19.

vilket enligt utredningen i sig (oavsett vilken nivå som kostnaden för förbrukning i elräkningen slutligen landar på) motiverar åtgärder.

I sammanhanget bör också nämnas att ett avskaffande av systemet med anvisade elavtal inte kommer att innebära någon förändring avseende nivån på nätavgifterna, som för kunder med låg förbrukning kan utgöra merparten av den totala månadskostnaden och som påverkar kundnöjdheten (även om denna kostnad faktureras av nätföretaget). Ett avskaffande av anvisningssystemet kommer alltså inte garantera att kunder med anvisad elleverantör upplever att den totala månadskostnaden för elen sjunker märkbart. Effekten på kostnaden för el torde bli märkbar endast för anvisningskunder som också har en relativt hög elförbrukning, eller som i dag har ett avtal som innebär höga priser. Att påverkan av en ändring på totalkostnaden för elanvändare möjligen är begränsad för merparten av elanvändarna med anvisade elavtal är dock enligt utredningens bedömning inte ett tillräckligt skäl för att bibehålla nuvarande system.

Att det i Sverige är vanligt att el finns tillgängligt när man flyttar in i en ny bostad är däremot enligt vår bedömning en fördel med nuvarande ordning. Orsaken till detta står dock inte att finna i anvisningssystemet, utan har sin grund i att den som flyttar har glömt säga upp sitt avtal eller att en uppsägningstid löper. Vidare kan tillgängligheten i vissa fall bero på att nätföretaget saknar en rutin som leder till att frånkoppling sker i nära anslutning till att ett avtal sagts upp.

8.5.2 Utgångspunkter för ett förändrat system

Utredningen har i linje med direktiven och utifrån kontakter med aktörer identifierat ett antal målsättningar som bör beaktas vid införande av ett nytt system. Dessa målsättningar beskrivs nedan.

Bättre konkurrens

Utredningen anser att åtgärder ska vidtas för att förbättra förutsättningarna för elleverantörer och elanvändare att agera på en fri marknad. Eftersom nätföretagen vanligen anvisar kunder till en elleverantör inom den egna koncernen innebär den nuvarande ordningen att dessa elleverantörer får fördelar gentemot andra elleverantörer.

De får ta del av anvisade kunder utan att behöva vidta marknadsföringsåtgärder. Denna snedvridning bör upphöra i ett nytt system.

Mer aktiva kunder[160]

En annan målsättning med det förslag som lämnas är att främja aktivitet bland kunderna. För en ny modell ska främja aktivitet hos kunderna krävs att systemet är robust och enkelt och att det kombineras med möjlighet att tillhandahålla lättförståelig information. Ökad kunskap och medvetenhet bör generellt sett ha en positiv inverkan på konkurrensen. Det är dock inte givet att lagreglering kring information bidrar till ökad förståelse hos kunderna. En alltför stor mängd information underlättar inte för kunderna att sätta sig in i hur marknaden fungerar. En utgångspunkt för ett nytt system bör vara att det uppmuntrar ett visst engagemang hos kunden exempelvis genom att ett aktivt val lönar sig ekonomiskt.

Ett mer aktivt deltagande på elmarknaden ligger även i linje med de ambitioner som uttrycks i den gemensamma europeiska lagstiftningen. I elmarknadsdirektivet har nyligen införts bestämmelser som syftar till att säkerställa och främja möjligheter för aktiva kunder att agera på marknaden, exempelvis om de äger säljer egenproducerad el, deltar i flexibilitet, aggregering eller äger en energilagringsanläggning.[161]

Marknadsmässiga priser

Utredningen anser att ett nytt system bör ha som målsättning att samtliga kunder får möjlighet att teckna elavtal till marknadsmässiga priser. Om en reglering innefattar en möjlighet för samtliga att teckna elavtal ur elleverantörers standardsortiment behövs ingen bedömning av vad som är skäliga eller oskäliga priser. Vid utformningen av en ny modell bör det tas också säkerställas att utsatta kunder inte tvingas in i elavtal där elleverantörer tar ut omotiverat höga priser.

---

[160] Utredningen noterar särskilt att begreppet ”aktiva kunder” används i artikel 15 elmarknadsdirektivet, då i betydelsen av att medlemsstater ska säkerställa att slutförbrukare är berättigade att agera som aktiva kunder och exempelvis sälja egenproducerad el, delta i flexibilitetsystem m.m. Utredningen använder dock detta begrepp i en vidare bemärkelse. Med aktiva kunder avser utredningen sådana kunder som deltar i marknaden och ingår elavtal.
[161] Artikel 15 elmarknadsdirektivet.

Kundnöjdhet

I möjligaste mån bör det vara enkelt för kunden att agera på marknaden eftersom enkelhet som regel medför kundnöjdhet. Nordic Energy nämner att det stora utbudet av leverantörer och avtal gör det svårt för kunder att avgöra vilken produkt som är fördelaktig, särskilt om kunden har låg medvetenhet om nivån på sin elkonsumtion.[162] Att kunder kan uppleva elmarknaden som komplex bottnar dock i att den i grunden är komplicerad. Upplevelsen av komplexitet kan enligt utredningens mening inte fullt ut avhjälpas genom åtgärder från aktörerna på marknaden eller genom reglering.

Vidare bör det övervägas vilka konsekvenser ett avskaffande får för frågor som rör flytt, så att inte materiella skador eller personskador kan väntas uppstå till följd av en ny reglering, alternativt vilka åtgärder som måste vidtas för undvikande av detta. Likaså bör det vara en målsättning med ett nytt system vara att minska eller i vart fall inte öppna upp för fler oseriösa aktörer.

8.5.3 En ny modell för sistahandsleverantörer för utsatta kunder

Förslag: Bestämmelserna om anvisade avtal i 9 kap. 3–10 §§ ellagen upphävs.

Vid avskaffande av anvisningssystemet krävs att avtal tecknas för att elleverans ska ske.

En skyldighet införs för en elleverantör att underrätta nätföretaget om elleverantören säger upp avtal med en elanvändare.

Bestämmelser införs om en utpekad sistahandsleverantör för elanvändare med en förväntad årsförbrukning under 100 000 kilowattimmar el.

Den utpekade sistahandsleverantören utses av nätföretag baserat på den elleverantör som, beräknat per den 1 december, under den föregående tolvmånadersperioden har levererat störst antal kilowattimmar el till elanvändare med en förväntad årsförbrukning under 100 000 kilowattimmar.

[162] Nordic Energy Research, s. 8 ff.

Utredningen delar Ei:s uppfattning att nuvarande ordning inte säkerställer en väl fungerande konkurrens mellan alla elleverantörer.[163] Utredningens uppfattning är att en modell med en mer renodlad sistahandsleverantör, där ansvaret för att införskaffa ett elavtal läggs på elanvändaren, har störst förutsättningar att vara effektiv eftersom den har störst likheter med förhållandena på en fri marknad.[164] Utredningen bedömer även att en sådan reglering bör leda till lägre prisskillnader för den kundgrupp som i dag är anvisad jämfört med övriga elanvändare, då samtliga kan göra ett fritt val bland marknadsbaserade produkter.

Det är enligt utredningen en rimlig utgångspunkt att avtal ska tecknas innan en leverans av el påbörjas, något som gäller i såväl Finland som Danmark. Saknas avtal i en uttagspunkt ska kunden alltså (om inte särskilda skäl föreligger) frånkopplas. Som följd behöver avtal tecknas med såväl nätföretag som elhandelsföretag innan leverans påbörjas. Det innebär att en person eller ett företag som ska flytta in i en ny bostad eller lokal behöver höra av sig i god tid innan inflyttning för att försäkra sig om att det finns leverans av el när tillträdet sker. En sådan reglering förändrar dock inte förhållandet att det även i fortsättningen kan finnas fall där ”lampan är tänd”, exempelvis när uppsägningstiden för den tidigare boendes avtal fortfarande löper när den nya boende flyttar in. Likaså kan en fastighetsägare även fortsättningsvis ingå avtal om en kontinuerlig leverans (exempelvis till visning av lägenheter i perioder mellan hyresgäster). Om en inflyttande hyresgäst inte tecknar elavtal i tid kan fastighetsägaren genom föreskrift i hyresavtal ha avtalsrättslig möjlighet att begära ersättning för den el som förbrukas på fastighetsägarens avtal, om så önskas. Utredningen anser att detta är en tillfredställande ordning som bör gälla även framöver. Utredningen anser inte att det är lämpligt att i lag införa särskilda regler som anger att fastighetsägare under vissa omständigheter är betalningsskyldiga för en kontinuerlig leverans av el. Den reglering som finns i Danmark uppfattas som komplex och har därtill krävt praxis för vägledning i tillämpningen. En fördel med den danska modellen är dock att fastighetsägare får ett meddelande från nätföretaget om att ett avtal kommer att sägas upp. Det skyddar fastighetsägaren från skador om en hyresgäst på eget bevåg säger upp sitt elavtal. Att en hyresgäst

[163] Ei R2022:05.
[164] Denna uppfattning delas även av Energimarknadsinspektionen, se Ei 2022:05.

säger upp sitt elavtal utan fastighetsägarens vetskap är dock något som kan ske även i dagsläget. Utredningen har inte fått propåer om att det är en situation som behöver reglering utöver vad som framgår av hyresavtal och av hyresgästens skyldighet i 12 kap. jordabalken (1970:994) att ersätta skada.

Utredningen noterar även att en elleverantör i händelse av att en konsument begår ett väsentligt avtalsbrott i dagsläget – förutsatt att förutsättningarna i 11 kap. ellagen är uppfyllda – kan välja mellan bortkoppling och hävning av avtalet.[165] Bortkoppling innebär att leveransen av el avbryts, medan effekten av en hävning är att avtalsförhållandet upphör och att konsumenten blir anvisad nätföretagets anvisade elleverantör. Genom utredningens förslag kommer en sådan hävning inte längre att innebära att konsumenten automatiskt anvisas till nätföretagets anvisade elleverantör, eftersom det då inte längre finns några anvisade elleverantörer. Om elleverantören, efter att förutsättningarna i 11 kap. ellagen är uppfyllda, väljer att häva avtalet blir konsekvensen i stället att konsumenten måste teckna ett nytt avtal med en annan elleverantör. Om konsumenten finner det svårt att hitta en elleverantör som är beredd att teckna avtal med denne kan konsumenten vända sig till den leveransskyldige sistahandsleverantören.

För näringsidkare finns ingen motsvarande reglering till 11 kap. ellagen. I stället framgår en elleverantörs rätt att häva avtalet vid väsentligt avtalsbrott av allmänna avtalsvillkor. Utredningens förslag innebär att en näringsidkare måste teckna ett nytt elavtal i händelse av en hävning, eftersom automatisk anvisning till nätföretagets anvisade elleverantör inte längre kommer ske.

Eftersom anvisning inte längre kommer ske när en elleverantör häver avtal med en elanvändare på grund av väsentligt avtalsbrott, blir det särskilt viktigt att nätföretaget meddelas om hävningen. Utredningen förslår därför att det införs en skyldighet för elleverantörer att informera nätföretaget om de säger upp avtal med en elanvändare.

För att förbättra förutsättningarna för att elleveranser ska kunna komma i gång snabbt i ett system där leverans av el kräver avtal, vill utredningen betona vikten av möjlighet till spänningssättning och frånkoppling på distans. Likaså anser utredningen att införande av ett dataregister bör utredas. Ett dataregister kan bidra till att effekti-

[165] *Svensk elmarknadshandbok*, s. 46.

visera kommunikationen och utbytet av information mellan nätföretag och elleverantör. Något dataregister fanns inte i Finland när de började tillämpa sin modell, men det uppges i dag vara viktigt för att systemet ska fungera på ett tillfredställande sätt. Frågan om införande av ett dataregister blir särskilt betydelsefull om leveranser ska kunna påbörjas inom en liknande tidsperiod som i Finland, där de enligt allmänna villkor ska påbörjas inom minst 14 dagar.

När en leverans påbörjas så snart det är praktiskt möjligt efter att ett avtal ingåtts får bestämmelserna i 2 kap. 10 och 15 §§ i Lag (2005:59) om distansavtal och avtal utanför affärslokaler (distansavtalslagen) ökad betydelse. Enligt 2 kap. 15 § p. 2 distansavtalslagen ska konsumenten vid utövande av ångerrätt ersätta en proportionell del av avtalspriset i den mån det är skäligt. Enligt utredningen bör den el som transporterats och förbrukats under ångerrätten utgöra grunden för skälig ersättning, om inte särskilda skäl föreligger. Särskilda skäl kan exempelvis föreligga om de villkor som tillämpats gentemot konsumenten i sig inte kan anses vara skäliga. Utredningen har inte utrett huruvida det kan föreligga ett behov av att införa ångerrätt för elanvändare som är näringsidkare, men noterar att Ei år 2023 föreslog att ångerrätt bör införas även för mikroföretag.[166]

Utredningen har särskilt beaktat hur sistahandsleverantören för utsatta kunder ska utses. Utredningen anser inte att det är ändamålsenligt att konkurrensutsätta och utse sistahandsleverantör genom upphandling. Skälen till detta har utvecklats ovan. Utredningen utgår i sina överväganden från de metoder som används i Finland och Danmark. I Finland utser nätföretaget den elleverantör som har betydande marknadsinflytande inom nätområdet till sistahandsleverantör. Sistahandsleverantören är skyldig att teckna avtal med elanvändare som har en förbrukning under 100 000 kWh[167], vilket innebär att den som blivit nekad att teckna avtal med annan elleverantör – exempelvis på grund av låg kreditvärdighet – alltid har möjlighet att vända sig till den leveransskyldige sistahandsleverantören. I Danmark har frågan i stället lösts genom att samtliga elleverantörer är leveransskyldiga inom det nätområde där de verkar. Utredningen anser att leveransskyldigheten bör begränsas till ett fåtal aktörer. På så sätt ges möjlighet för dessa aktörer att effektivisera hanteringen

[166] Mikroföretag är företag med färre än 10 anställda och vars årsomsättning eller årliga balansomslutning inte överstiger 2 miljoner euro, se Energimarknadsinspektionen, *Oschyssta affärsmetoder – en rapport med författningsförslag,* R2023:01 s. 43–50.
[167] Eller en huvudsäkring på maximalt 3 x 63 ampere.

genom väl inarbetade rutiner och en vana att ta kontakt med sociala myndigheter. Utredningen bedömer även att ett mer begränsat antal utsedda leveransskyldiga sistahandsleverantörer kräver mindre omfattande behov av tillsyn.

För att göra det möjligt att tillämpa lagstiftningen enhetligt bör den leveransskyldighet som sistahandsleverantören har omfatta elanvändare med en förväntad förbrukning under 100 000 kWh per år. Skälet till det är att det inte är lämpligt att leveransskyldigheten endast omfattar s.k. utsatta kunder, eftersom tolkningen av vilka dessa är inte är given. För att leveransskyldigheten ska vara rationell att tillämpa för sistahandsleverantören krävs ett objektivt kriterium. Föreslagen nivå om 100 000 kWh är ett kriterium som tillämpas i Finland och utredningen förslår att denna nivå tillämpas även i Sverige.

Sistahandsleverantören ska utses på ett transparent, rättvist och icke-diskriminerande sätt. I Finland utses den elleverantör som har betydande marknadsinflytande eller störst marknadsandelar. Utredningen har att ta ställning till om detta uppfyller kravet om att sistahandleverantören ska utses på ett rättvist och icke-diskriminerande sätt. Syftet med att utse en sistahandsleverantör är att säkerställa en kontinuerlig strömförsörjning. Det finns därmed goda skäl till att sistahandsleverantören ska vara en stabil aktör på marknaden, som kan utarbeta rutiner och avsätta resurser för en god hantering av de utsatta kundernas behov av elförsörjning. Likaså är det viktigt med en stabil aktör för att undvika att just sistahandsleverantören förlorar sitt balansansvar eller går i konkurs. Mot denna bakgrund anser utredningen att en stabil part ska utses på objektiva grunder. Utredningen bedömer att det föreslagna kravet om störst marknadsandel är en sådan grund, dvs. något som objektivt kan fastställas utifrån statistik.

Det ska särskilt framföras att omständigheten att elleverantören med störst marknadsandel utses till sistahandsleverantör inte innebär att samtliga utsatta kunder kommer eller behöver vända sig till sistahandsleverantören. De utsatta kunderna kommer inte heller att automatiskt tilldelas sistahandsleverantören genom någon form av anvisning. Samtliga kunder (även utsatta) kommer att aktivt behöva teckna ett elavtal. De utsatta kunderna kommer då inte nödvändigtvis att välja sistahandsleverantören, som är skyldig att ta emot dem. Det står samtliga elleverantörer fritt att välkomna utsatta kunder.

När en eventuell påverkan på konkurrensen av denna modell bedöms är det alltså viktigt att notera att det inte är fråga om att sistahandsleverantören får kunder anvisade till sig automatiskt. Alla kunder som i dagsläget är anvisade ska som utgångspunkt[168] göra ett val av elleverantör och det står samtliga elleverantörer fritt att erbjuda dem ett avtal. Sistahandsleverantören har dock leveransskyldighet och kontraheringsplikt.

Enligt Svensk elmarknadshandbok ska nätföretag beräkna och rapportera mätvärden per elleverantör och balansansvarig inom sitt nätavräkningsområde. Dessa mätvärden möjliggör för nätföretaget att fastställa respektive elleverantörs marknadsandel inom området.[169] Denna hantering hade dock underlättats av förekomsten av ett dataregister. Finland saknar en reglering om hur ofta kontroll ska göras kring vilken elleverantör som har flest marknadsandelar, men frågan har inte heller aktualiserats. Utredningen anser att kontroll av vilka elleverantörer som har betydande marknadsandelar bör kunna göras på årsbasis av nätföretagen.

Vad gäller de villkor som ska tillämpas av en sistahandsleverantör kan följande noteras. I Finland ska sistahandsleverantörens villkor vara offentliga och skäliga. En föreskrift om skälighet innebär dock att det kan bli aktuellt att bedöma om villkoren som erbjuds är skäliga. I samband med de senaste årens kraftiga prishöjningar väcktes många sådana klagomål i Finland, vilket gjorde att principer för bedömning av skälighet har behövt utarbetas. Som tidigare nämnts är ett av motiven för ett avskaffande av anvisningssystemet att komma ifrån dels prisskillnader gentemot jämförbara avtal på marknaden, dels bedömningat av i vilken utsträckning dessa är motiverade. Mot denna bakgrund anser utredningen att en lösning som liknar den danska är att föredra. Det skulle innebära att den leveransskyldige sistahandsleverantören ska erbjuda utsatta kunder att välja bland de avtal som de erbjuder till övriga kunder på marknaden. I ett sådant system krävs inga bedömningar av huruvida de tillämpade priserna är skäliga eller ej. För den leveransskyldige sistahandsleverantören utgör det inte heller en stor belastning att erbjuda dessa kunder avtal ur standardutbudet. Det gäller särskilt när det finns möjligheter att begära förskott eller säkerhet. Även om systemet medför en icke obetydlig

[168] Notera dock de föreslagna övergångsbestämmelserna.
[169] *Svensk elmarknadshandbok*, s. 143 och 148.

administrativ belastning för den leveransskyldige sistahandsleverantören vill utredningen ändå förorda denna lösning.

De aktörer som utredningen har haft kontakt med anser genomgående att det är lämpligt att ansvaret för utsatta kunder liksom i dag ligger inom ramen för socialförsäkringssystemet. Vad gäller skydd för utsatta kunder i en modell där elavtal måste tecknas för leverans kan följande noteras. I Finland har det inte föreskrivits eller vidtagits några särskilda åtgärder för kunder som av något skäl inte har förmåga att välja en elleverantör, eller som inte har förmåga att nyttja sin rätt att teckna elavtal med sistahandsleverantören. Såvitt utredningen har erfarit har det inte rapporterats fler sak- eller personskador till följd av regleringen. Elanvändarna förefaller vara inställda på att avtal ska tecknas för att en elleverans ska vara tillgänglig. Utredningen anser att det sociala skyddsnätet fortsatt har till uppgift att se till dessa individers behov och föreslår inte några ändringar i ellagstiftningen, utöver ett förslag om en särskild lösning i övergångsbestämmelserna (se nedan).

En övergång till en modell där leverans av el förutsätter ett avtal kräver – oavsett om denna utgångspunkt i grund och botten är djupt förankrad hos allmänheten – noggranna överväganden och förberedelser av rutiner hos nät- och elhandelsbolag, samt tydlig information till medborgarna. Därigenom befäster man det nya systemet, samtidigt som man undviker skador på egendom och person. Bra rutiner och god information är också nödvändiga för att det nya systemet ska upplevas som rättvist och ändamålsenligt och bidra till förtroende för aktörerna på marknaden. Utredningen anser att den föreslagna ordningen dock torde vara enkel för elanvändare att förstå och att den bör kunna kommuniceras på ett tydligt sätt. Under en övergångsperiod anser utredningen att nätföretagen ska utse sistahandsleverantören innan de nuvarande anvisade kunderna uppmanas att välja en ny elleverantör. De anvisade kunderna bör informeras om att de kan kontakta valfri elleverantör för att teckna avtal inom viss tid, men att de – om de av någon anledning inte tas emot som kunder – kan vända sig till den s.k. sistahandsleverantören som är skyldig att teckna elavtal med dem som har en årsförbrukning under 100 000 kWh. Om kunderna inte valt en ny elleverantör inom viss tid bör de övertas av den leveransskyldige sistahandsleverantören (se övergångsbestämmelser i 8.8.2 nedan).

8.5.4 En ny modell för sistahandsleverantörer vid konkurs

Förslag: Bestämmelser rörande anvisning vid förlust av balansansvar och konkurs i 8 kap. ellagen ändras, så att anvisning inte längre görs av nätföretaget till av nätföretaget anvisad elleverantör. I stället ska flytt av elanvändare vid förlust av balansansvar och konkurs ske till sistahandsleverantören som är utsedd att vara leveransskyldig leverantör.

Vid förlust av balansansvar eller konkurs är utgångspunkten i dag att nätföretaget anvisar de elanvändare som är berörda till den anvisade elleverantören. Det är dock ovanligt att en elleverantör förlorar sitt balansansvar och inte återupprättar det under angiven tidsfrist, eller går i konkurs. Om det sker är kan elanvändare hos ett konkursbolag i vissa fall flyttas till ett annat elhandelsbolag. I sådant fall sker ingen anvisning av nätföretaget.

Utredningen bedömer att den nuvarande ordningen inte har samma inneboende konkurrensproblematik som anvisningen av kunder som inte har tecknat elavtal. Därmed finns det inte heller samma behov av att föreslå en ändring. Ett möjligt skäl för ändring är dock att den elleverantör som övertar elanvändare vid förlust av balansansvar och konkurs bör vara en stabil aktör, för att tillförsäkra kontinuerlig strömförsörjning. En stabil aktör torde ha goda möjligheter att inarbeta rutiner för om konkurs eller förlust av balansansvar sker, samtidigt som risken för att en sådan aktör går i konkurs eller förlorar sitt balansansvar torde vara mindre än för en del av de elleverantörer som anvisas av nätföretagen i dagsläget. I anledning av detta lämnar utredningen författningsförslag om att den elleverantör som utses till sistahandsleverantör för utsatta kunder även utses som sistahandsleverantör vid förlust av balansansvar och konkurs. För det fall att denna aktör går i konkurs eller förlorar sitt balansansvar anser utredningen att en ny leveransskyldig sistahandsleverantör bör kunna utses genom att en förnyad bedömning av vilken elleverantör som har störst marknadsandel i enlighet med de förslag som utredningen lämnar.

8.5.5 Ikraftträdande och övergångsbestämmelse

Ikraftträdande

Förslag: Författningsändringarna träder i kraft den 1 januari 2027.

Med hänsyn till lagstiftningsprocessen bedömer utredningen att ett lämpligt datum för ikraftträdande är den 1 januari 2027. Ett alternativt datum, som kan vara möjligt, är den 1 juli 2027.

Det har av Ei och Energiföretagen framförts att det möjligen inte går att genomföra förändringarna så snart som den 1 januari 2027. Energiföretagen uppger vidare att vissa aktörer anser att ett dataverktyg (se kapitel 9) bör vara på plats innan författningsförslagen träder i kraft. Utredningen har viss förståelse dessa synpunkter, men anser att denna fråga bör vara föremål för närmare bedömning i den fortsatta beredningen.

Övergångsbestämmelser

Förslag:

- En anvisad elleverantör ska utan dröjsmål efter den 1 januari 2027, dock senast den 1 mars 2027, meddela anvisade kunder följande:
  - att systemet med anvisning av elavtal upphörde att gälla från och med den 1 januari 2027,
  - att kunden måste teckna ett avtal med valfri elleverantör senast den 1 juni 2027,
  - att kunden, om avtal inte tecknas med en elleverantör före den 1 juni 2027, kommer att flyttas över av den systemansvarige till en leveranspliktig sistahandsleverantör och erhålla elleverans av denne genom ett avtal med rörligt pris.
- En anvisad elleverantör är skyldig att fortsätta leverera el enligt den äldre lydelsen av 9 kap. 3–10 §§ ellagen och med oförändrade villkor fram till och med att anvisningskunderna säger upp sitt avtal, tecknar avtal med en ny elleverantör eller har flyttats till den leveransskyldige sistahandsleverantören. Le-

verans får dock upphöra om förutsättningar för avbrytande av distribution av el enligt 11 kap. är uppfyllda.

- En leveransskyldig sistahandsleverantör som övertagit tidigare anvisningskunder som inte tecknat elavtal före den 1 juni 2027, är skyldig att underrätta de tidigare anvisningskunderna om
  - elleverantörens villkor för leveransen,
  - om möjligheten att teckna elavtal med valfri elleverantör.
- För kunder som flyttas till den leveransskyldige sistahandsleverantören gäller en uppsägningstid för avtalet hos den leveransskyldige sistahandsleveratören om 14 dagar. Detta gäller dock inte om kund i samband med flytt bekräftar leveransvillkoren eller om elanvändaren väljer att ingå ett annat avtal med sistahandsleverantören.

För att införandet av det nya systemet med leveransskyldiga sistahandsleverantörer ska kunna ske på ett effektivt och ansvarsfullt sätt för aktörerna och gentemot de kunder som i dagsläget anvisats en elleverantör, bedömer utredningen att det finns behov av ett antal övergångsbestämmelser. Dessa bestämmelser har till syfte att uppmuntra de nuvarande anvisningskunderna att teckna ett elavtal, samtidigt som de säkerställer att de kunder som trots sådana uppmaningar inte tecknar något avtal inte blir utan elleverans.

Utredningen bedömer att en lämplig lösning för de anvisningskunder som inom ett visst datum inte har tecknat ett elavtal är att de flyttas över till den leveransskyldige sistahandsleverantören. Fram till dess är den tidigare anvisade elleverantören skyldig att fortsätta leverera till kunderna enligt de tidigare föreskrifterna i 9 kap. 3–10 §§. Ett alternativ till att införa regler om att flytta över kunder till sistahandsleverantören är att föreskriva att leveransen avbryts för kunder som inte tecknat avtal inom den angivna tiden. Utredningen finner dock att det inte är lämpligt, eftersom det bland de anvisade kunderna finns utsatta kunder i behov av skydd, samtidigt som den föreslagna förändringen är betydande.

Utredningen föreslår att de anvisade elleverantörerna ska underrätta anvisningskunderna om att elavtal ska tecknas inom fem månader från det att bestämmelserna träder i kraft. Därefter görs en flytt

av de anvisade kunder som inte tecknat ett elavtal till sistahandsleverantören. Vidare anser utredningen att sistahandsleverantören, i den mån denne mottar tidigare anvisningskunder som inte tecknat elavtal trots uppmaning, i sin tur ska underrätta kunderna om möjligheten att teckna elavtal med valfri elleverantör. På så sätt åläggs aktörerna rimliga åtgärder för att främja en sundare konkurrens på marknaden med målsättningen att dessa kunder aktivt väljer ett elavtal. Samtidigt riskerar inte en övergång till det nya systemet att innebära att en andel av de nuvarande anvisningskunderna står utan elleverans när förändringen sker. För en kund som flyttas över till den leveransskyldige sistahandsleverantören ska det tillhandahållas ett avtal med rörligt pris. För avtalet ska en uppsägningstid om 14 dagar gälla (på motsvarande sätt som för nuvarande anvisade avtal), under förutsättning att elanvändaren inte godkänner leveransvillkoren eller tecknar ett annat avtal med sistahandsleverantören.

Utredningen vill särskilt understryka att ytterligare ett alternativ till övergångsbestämmelser har övervägts. Vid en avveckling av anvisningssystemet skulle det vara möjligt att låta anvisningskunderna stanna kvar hos de anvisade elleverantörerna. Utredningen förordar inte en sådan ordning, men menar att det kan utgöra ett möjligt alternativ. Det bör i så fall endast gälla under förutsättning att kunderna erbjuds ett avtal ur ordinarie standardutbud, till exempel ett rörligt avtal till samma pris och villkor som erbjuds övriga kunder. Även om de anvisade kunderna inte flyttas till sistahandsleverantören bör de alltså upphöra som kundgrupp genom att de inte längre tilldelas ett särskilt avtal för anvisade kunder, utan får ta del av elleverantörens ordinarie utbud. Fördelen med en sådan lösning är att den kan betraktas som enklare för kunden. Nackdelen är att dessa kunder går miste om möjligheten att göra ett aktivt val av elleverantör. Dock undviks – i jämförelse med det alternativ som utredningen förordar – viss risk för viss cementering av marknaden, om det är ett större antal anvisningskunder som trots uppmaning inte tecknar elavtal och flyttas över till sistahandsleverantören.

9 Förbättrad tillgång till data i elmarknaden

Digitaliseringen av energisektorn skapar möjligheter att utveckla nya affärsmodeller och kan också få stor betydelse för elmarknadens utveckling i andra avseenden. Det gäller till exempel de möjligheter som ges att effektivisera flöden i elnäten, att utnyttja potentialen för lagring, aggregering och flexibilitet och att förbättra kundernas möjlighet till energieffektivisering och göra det enklare att byta elleverantör. Samtidigt ökar kraven på korrekta, tillgängliga och kvalitetssäkrade data.

I det här kapitlet redovisar utredningen förslag om förbättrad tillgång till data i elmarknaden.

9.1 Behovet av bättre tillgång till data

Digitalisering och datautbyte skapar möjligheter för aktörerna att effektivisera sin verksamhet, och är en drivkraft för företag att utveckla nya affärsmodeller.

Flera olika typer av aktörer har framfört till utredningen att det finns behov av bättre tillgång till data i den svenska elmarknaden. Det gäller exempelvis företrädare för företag verksamma inom marknaden för flexibilitet och lagring som anser att en bättre tillgång till data över elanvändning och nättariffer skulle underlätta möjligheterna till handeln med flexibilitet. CheckWatt föreslår att det skapas ett dataregister (en datahubb) i elmarknaden. Det skulle möjliggöra konkurrens på lika villkor, där marknadens alla aktörer ges samma förutsättningar att få tillgång till relevanta data. En datahubb kan också effektivisera hantering av de mätdata som krävs för att frigöra flexibilitet, och underlätta för både elmarknadsaktörer och enskilda som vill bidra med flexibilitet (Checkwatt, 2024). Flower framför

att ett centralt register, med nödvändiga säkerhets- och integritetsskydd, kan underlätta utvecklingen av nya flexibilitetstjänster[1].

Enligt Tibber[2] finns det stora möjligheter till förbättringar i den operationella effektiviteten i marknader där någon form av dataregister existerar. Företagets erfarenhet baserar sig på exempel från Norge och Nederländerna där effektiviteten och kvaliteten är väsentligt högre jämfört med Sverige och Tyskland som båda saknar en datahubb.

Frågan om bättre tillgång till data har också aktualiserats inom ramen för utredningens arbete med en avveckling av anvisade elavtal i slutkundsmarknaden. Flera elhandelsföretag har framfört till utredningen att det finns behov av någon form av dataregister i Sverige motsvarande de plattformar för data som finns i grannländerna.

Vattenfall[3] framhåller exempelvis att ett dataregister skulle förbättra informationsutbytet och underlätta för kunderna att bidra med sin flexibla elanvändning på elmarknaden. Vidare betonas att ett dataregister är en förutsättning för att anvisningsavtalen ska kunna avvecklas med god kundupplevelse och med en kostnadseffektiv hantering. Liknande synpunkter framförs av Fortum[4] som hänvisar till sina erfarenheter av elhandel i Finland och pekar på att datahubben där har effektiviserat processerna för leverantörsbyten och tecknade av avtal vilket har förbättrat kundservicen.

Frågan om ett dataregister för elmarknaden har också tagits upp av nätföretaget Ellevio. Enligt Ellevio[5] ligger ett centralt dataregister inte i linje med det säkerhetsläge som Sverige befinner sig i och den utveckling som förespråkas av sektorn för informationsteknik om datautbyte.

Utredningen noterar att frågan om ett dataregister för att främja en bättre tillgång till data även har behandlats av myndigheterna på energiområdet. I rapporten *Främjande av ett mer flexibelt elsystem* framhåller Energimarknadsinspektionen (Ei), Svenska kraftnät, Energimyndigheten och Swedac att en elmarknadshubb är fundamental för en effektiv datahantering mellan aktörer och nätföretag. Ett sådant register kan skapa förutsättningar för konkurrens på lika villkor mellan etablerade och nya aktörer, exempelvis aggregatorer, efter-

[1] Mejl från Flower den 19 februari 2025.
[2] Skrivelse från Tibber den 5 november 2024.
[3] Skrivelse från Vattenfall den 22 augusti 2024.
[4] Presentation i Elmarknadsutredningens hearing den 28 maj 2024 om anvisade elavtal.
[5] Skrivelse från Ellevio den 7 januari 2025.

som en hubb skulle ge alla potentiella leverantörer av flexibilitet samma förutsättningar att få tillgång till data (Energimarknadsinspektionen, R2023:18)[6]. Svenska kraftnät har i en rapport till regeringen lämnat förslag till kompensationsmodell för aggregeringstjänster (Svenska kraftnät, 2024). Enligt Svenska kraftnät är ett centralt informationssystem en förutsättning för att administrera den information som ligger till grund för kompensationen.

Sammanfattningsvis finns det enligt utredningens uppfattning starka skäl som talar för att en bättre tillgång till data i form av ett register skulle kunna bidra till en positiv utveckling av elmarknaden i flera olika avseenden.

9.2 Förslag

Förslag: Regeringen ger Energimarknadsinspektionen i uppdrag att, i samråd med Svenska kraftnät, Energimyndigheten, Integritetsskyddsmyndigheten och Myndigheten för samhällsskydd och beredskap, ta fram förslag till ett verktyg som på ett säkert sätt förbättrar tillgången till data i elmarknaden. I uppdraget bör ingå att utreda vilka funktioner verktyget ska ha, kostnaden och tidsplanen för att utveckla verktyget, hur det ska ägas, förvaltas och finansieras samt att ta fram nödvändiga författningsförslag.

Som ovan har framgått finns det ett stort behov av att förbättra tillgången på data och effektivisera hanteringen av data i elmarknaden. Detta är viktigt av flera skäl. En bättre tillgång på data över elanvändning och nättariffer har stor betydelse för att främja flexibiliteten i elsystemet. Det skulle minska tröskeln för nya aktörer att komma in på marknaden och därmed förbättra utbudet av flexibilitetstjänster. Vidare skulle en bättre tillgång till data förenkla och snabba upp processen för leverantörsbyten i slutkundsmarknaden och underlätta för kunderna att göra aktiva val och bidra med flexibilitet. Processerna behöver vara enkla, säkra och effektiva. Branschaktörer framhåller att det skulle bidra till en förenklad och bättre kundupp-

[6] Ei har även belyst behovet av och nyttan med en nationell elmarknadshubb i andra rapporter, bland annat Säker och effektiv tillgång till mätvärden på den svenska slutkundsmarknaden och Energidelning (Energimarknadsinspektionen, R2024:03; Energimarknadsinspektionen, R2025:01).

levelse, vilket gynnar förtroendet för såväl branschen som elmarknaden. Utredningen delar den uppfattningen.

Frågan om tillgång till data behandlas även i regeringens proposition om energipolitikens långsiktiga inriktning[7]. Regeringen redovisar flera skäl till att förbättra tillgången på data. Utöver de skäl som redan har nämnts här betonas att en bättre tillgång till data över elanvändningen skulle kunna användas av myndigheterna för att förbättra deras statistikinsamling och underlag för analyser. Detta kan i sin tur underlätta utformning och uppföljning av effektiva styrmedel. Exempelvis skulle myndigheterna närmare kunna följa upp hur elanvändningen påverkats av höga priser eller informationskampanjer för energibesparingar. Det skulle även göra det möjligt att tydligare rikta styrmedel till specifika målgrupper och underlätta genomförandet av EU-rättsakter.

När det gäller myndigheternas behov av en bättre tillgång till data vill utredningen också peka på att en enklare hantering av data skulle underlätta avräkningen av eventuella differenskontrakt i den svenska elmarknaden.

I våra grannländer Finland, Norge, Danmark och Estland finns det sedan flera år plattformar som innehåller bland annat mätdata och andra data som behövs för en effektiv och säker slutkundsmarknad. Dessa plattformar är organiserade i bolag som ägs av de systemansvariga för överföringssystem. Utredningen har varit i kontakt med myndighetsföreträdare i Finland, Norge och Danmark inom ramen för arbetet med en avveckling av anvisade elavtal. Enligt de synpunkter som har framkommit är erfarenheterna av dessa verktyg för datahantering övervägande positiva.

Utredningen noterar att regeringen enligt inriktningspropositionen avser att arbeta för att skapa de regulatoriska förutsättningarna som krävs för att få ett verktyg på plats som på ett säkert sätt förbättrar tillgången till data över exempelvis elanvändning och nättariffer[8]. Utredningen bedömer att detta arbete bör ske i form av ett utredningsuppdrag till Ei i samråd med Svenska kraftnät och Energimyndigheten. Eftersom säkerhets- och integrationsaspekter måste beaktas från allra första början bör även Integritetsskyddsmyndigheten samt Myndigheten för samhällsskydd och beredskap delta i arbetet. Även branschens aktörer behöver medverka i utredningen.

[7] Prop. 2023/24:105, s. 59.
[8] Ibid.

Ei bör ges huvudansvaret för att utreda förutsättningarna för verktyget eftersom författningsförslagen gäller flera av Ei:s ansvarsområden. Det bör ingå i uppdraget att, utöver att ta fram nödvändiga författningsförslag, analysera och föreslå vilka funktioner verktyget behöver ha, bedöma kostnader och tid för att utveckla verktyget samt lämna förslag om ägande, förvaltning och finansiering av verktyget. Erfarenheterna från utvecklingen av datahanteringsverktyg i grannländerna bör tas till vara.

Med hänsyn till att verktyget bedöms kunna få en stor positiv inverkan för elmarknadens aktörer och kunder bör arbetet bör bedrivas skyndsamt.

10 Vägen mot en trygg och konkurrenskraftig elförsörjning

10.1 Inledning

En god tillgång till el är avgörande för våra möjligheter att nå klimatmålen och för att ge energiintensiv och internationellt konkurrensutsatt industri möjligheter att utvecklas. Sverige har ett driftsäkert och nära nog helt fossilfritt elsystem som levererar el till internationellt sett låga kostnader. Sverige är EU:s näst största nettoexportör av el till följd av en stark tillväxt i ny elproduktionskapacitet samtidigt som elanvändningen har varit mer eller mindre oförändrad under flera decennier.

I dag befinner vi oss vid en brytpunkt. Elektrifieringen av industrin och transportsektorn förväntas, bland annat till följd av våra klimatambitioner, leda till en kraftig ökning av elanvändningen. Flera scenarier pekar på ett elbehov om minst 300 TWh år 2045.

Vi har i de föregående kapitlen beskrivit de utmaningar som en snabb elektrifiering kan innebära. Dit hör exempelvis:

- *Risker för kapacitetsbrist och effektbrist*. Tillgängliga prognoser pekar på en snabb tillväxt av elproduktionskapacitet från förnybara energikällor som vind- och solkraft. Sådan elproduktion är väderberoende och kan inte alltid leverera el när efterfrågan är som högst. Därför krävs kompletterande lösningar som efterfrågeflexibilitet, energilagring, styrbar elproduktion och smarta elnät för att balansera produktionen och konsumtionen.

- *Stora investeringar i ny elproduktion*. Omfattande investeringar behövs för att bygga ut den elproduktion som krävs för att täcka de nya behoven och för att ersätta de elproduktionsanläggningar som når sin tekniska och ekonomiska livslängd. En välfungerande elmarknad med ändamålsenlig riskhantering och ekonomisk

ersättning för systemnyttor är avgörande för att ge långsiktiga planeringsförutsättningar. Statlig riskdelning kan bli nödvändig för att vissa investeringar ska komma till stånd.

- *Nya krav på infrastrukturen*. Det befintliga elnätet behöver uppgraderas och byggas ut för att hantera den ökade mängden el från fossilfria energikällor och för att säkerställa en trygg elförsörjning samt skapa möjlighet att ansluta nya elanvändare i hela landet. Behovet av modernisering och utbyggnad av elnäten finns på alla spänningsnivåer, dvs. i såväl transmissionsnätet[1] och regionnäten som i lokalnäten.
- *Stora behov av teknisk innovation*. Utveckling och tillämpning av nya teknologier för energilagring, flexibel elanvändning, smarta elnät samt mer planerbar och styrbar energiproduktion är avgörande för att hantera de utmaningar som uppstår med en högre andel förnybar energi.
- *Geopolitisk osäkerhet*. Vi befinner oss i ett nytt säkerhetspolitiskt läge. Globala konflikter och handelsrestriktioner kan påverka energiförsörjningen och skapa osäkerheter i leverantörskedjorna. Detta ställer särskilda krav på att vår elförsörjning också är tillräckligt robust för att hantera kriser och höjd beredskap.
- *Aktiva kunder och skydd för utsatta kunder*. Den utveckling som sker på elmarknaden innebär bland annat att det tillkommer nya aktörer, affärsmodeller och tekniska lösningar. Det måste vara enkelt för en kund att vara aktiv oavsett om det gäller att välja elleverantör eller att agera på prissignaler och andra incitament. Samtidigt måste det finnas ett grundläggande skydd för de kunder som av olika skäl inte har möjlighet att välja elleverantör.

För att underlätta omställningen behövs tydliga och långsiktiga politiska riktlinjer och regelverk som stödjer investeringar i fossilfri energi och infrastruktur. I detta kapitel beskriver vi hur de problem och utmaningar som vi har identifierat kan lösas, och hur de förslag och bedömningar vi lägger fram kan bidra till detta.

En viktig utgångspunkt för våra överväganden är de mål för energipolitiken som riksdagen nyligen har beslutat om. Planeringsmålet innebär att planeringen av det svenska elsystemet ska skapa förut-

[1] Enligt utredningens föreslagna terminologi *överföringsnätet.*

sättningar för att leverera den el som behövs för en ökad elektrifiering och för att möjliggöra den gröna omställningen. Leveranssäkerhetsmålet uttrycks som att det svenska elsystemet ska ha förmågan att leverera el där efterfrågan finns, i rätt tid och i tillräcklig mängd, i den utsträckning det är samhällsekonomiskt effektivt.

Den nya situation vi befinner oss i, med en förutsedd extremt hög investeringstakt i elproduktionsanläggningar, förbrukningsanläggningar, lager och elnät, innebär både utmaningar och påfrestningar. Många beslut måste fattas under osäkerhet om såväl förutsättningarna för vår framtida elförsörjning som den ekonomiska och politiska utvecklingen i stort, där det försämrade säkerhetsläget har fått en allt större betydelse.

Men framtiden rymmer också stora möjligheter. Sverige har ett bra utgångsläge för omställningen med ett driftsäkert och näst intill fossilfritt elsystem. Vi har också en industrihistoria som präglas av avancerad ingenjörskonst och fruktbart samarbete mellan statsmakterna och näringslivet. Sverige har goda förutsättningar för etablering av ny elproduktion, och vi ligger internationellt sett långt framme när det gäller utveckling och tillämpning av ny teknik och innovativa lösningar. Det gäller till exempel energilagring, flexibilitet och nya lösningar för en effektivare styrning av flödena i elnäten.

Sverige har låga och konkurrenskraftiga elpriser i jämförelse med övriga Europa. Samtidigt är prisskillnaderna inom landet stundtals extremt stora. För att komma till rätta med prisskillnaderna krävs utbyggnad av både elproduktion och elnät, samtidigt som näten måste utnyttjas mer effektivt. I dag baseras Sveriges elförsörjning på en kombination av i första hand kärnkraft, vindkraft och vattenkraft. Dessa kraftslag har skilda och i olika avseenden kompletterande egenskaper. De regler- och lagringsmöjligheter som vattenkraften erbjuder har historiskt skapat goda förutsättningar för att upprätthålla en hög grad av driftsäkerhet och samtidigt kunnat integrera en stor mängd vind- och solkraft. Kärnkraften har under en lång följd av år erbjudit en stabil försörjning med baskraft till låga rörliga kostnader och samtidigt bidragit med viktiga nyttor till elsystemet i stort. Vindkraften har, till följd av låga konstruktionskostnader och korta ledtider. snabbt vuxit från en obetydlig nivå till att i dag svara för en femtedel av Sveriges elproduktion. Även solkraft, som i dag endast svarar för några få procent av Sveriges elproduktion, växer snabbt och väntas öka i betydelse.

Det europeiska elnätet integreras i allt högre grad. Sverige påverkas därmed av utvecklingen av elsystemen i våra grannländer. De val som Sverige gör får samtidigt konsekvenser för omkringliggande elsystem. Sverige har sedan många år tillbaka en betydande nettoexport av el. Samtidigt är det tidvis ekonomiskt fördelaktigt att importera el från våra grannländer.

De kraftiga elprisökningar som följde efter Rysslands anfallskrig mot Ukraina har, tillsammans med en större prisvolatilitet, tydligt belyst effekterna av Europas stora beroende av naturgas för elförsörjningen. De stigande elpriserna har även påverkat Sverige, där särskilt den södra landsdelen periodvis har haft en stark priskoppling till Kontinentaleuropa. Denna utveckling har lett till betydande prisskillnader mellan de svenska elområdena, vilket har upplevts som orättvist och gjort det både svårare och dyrare för aktörer att genomföra prissäkringar på den finansiella elmarknaden. Samtidigt har den ökade andelen väderberoende elproduktion, framför allt i norra Sverige, ytterligare förstärkt dessa prisskillnader och utmaningar på elmarknaden. Sveriges motståndskraft mot kriser och beredskapsförmåga har samtidigt allt mer hamnat i fokus till följd av den osäkra geopolitiska situationen i vårt närområde. Sammantaget kan den beskrivna utvecklingen ge en föraning om de utmaningar som väntar i det framtida elsystemet. Sverige måste därför skyndsamt dra nödvändiga lärdomar för att lägga grunden för en trygg, stabil och konkurrenskraftig elförsörjning i framtiden.

10.2 Framtidens elmarknad ställer nya krav

Riksdagens planeringsmål och regeringens bedömning om en möjlig elanvändning år 2045 på uppemot 300 TWh kan tillgodoses på olika sätt. De investeringsbeslut som utvecklingen kräver kommer att grundas på både marknadsmässiga faktorer och politiska beslut. De vägval som görs kommer att påverka vilka egenskaper det framtida systemet kommer att ha. För att kunna göra kloka vägval behöver beslutsfattarna en tydligt formulerad bild av vilka mål som ska uppnås, och vilka elpriser som kan förväntas. De scenarier som vi presenterar visar på betydelsen för det framtida elpriset av dels antaganden om kostnadsutvecklingen för olika kraftslag, dels hur väl utbyggnaden av olika delar av energisystemet går i takt.

En grundförutsättning för att nå de energipolitiska ambitionerna – att ha tillgång till el till konkurrenskraftiga priser när vi behöver den, där vi behöver den och så att vi klarar våra klimatpolitiska åtaganden – är en väl fungerande elmarknad.

I dag domineras Sveriges elförsörjning av fossilfria produktionskällor – vattenkraft, kärnkraft, vindkraft och biobränslebaserad kraftvärme. Dessa kraftslag har skilda och ofta kompletterande egenskaper och förmågor, och det finns en stor potential för ytterligare teknikutveckling. På sikt kan vi även få se ett ökat inslag av vätgas och solenergi. Ett samhällsekonomiskt effektivt framtida elsystem kommer att behöva bygga på en kombination av flera olika produktionsslag i kombination med flexibilitet och lagring. Det är i dag svårt att sia om hur tekniken och kostnaderna för olika lösningar kommer att utvecklas. Sverige bör därför hålla dörren öppen för all teknik som kan bidra till ett fossilfritt elsystem. En bred teknikportfölj innebär i sig en riskspridning för systemet och är en viktig förutsättning för att balansera olika samhällsintressen och upprätthålla en allmän acceptans för energiomställningen.

Det svenska elsystemet är historiskt uppbyggt på att transportera billig vattenkraft i norr till förbrukare i söder. När kärnkraften byggdes ut på 1970-talet var det elsystemets dåvarande behov som i hög grad styrde kärnkraftverkens placering. I dag etableras elproduktion och förbrukning i fler och nya geografiska områden. Sverige har också blivit alltmer sammankopplat med våra grannländer. Sammantaget får detta förändrade effektflöden som följd. Utöver det går vi mot ett energisystem med en ökad mängd väderberoende elproduktion från vind och sol. Den nya elproduktionen ansluts i allt högre grad på lägre spänningsnivåer, vilket innebär ytterligare förändrade förutsättningar för elsystemet. I kombination med ett utsatt säkerhetspolitiskt läge, där kraven på beredskap och säkerhetsskydd ökar, innebär förändringarna nya utmaningar och möjligheter för elförsörjningen.

Det krav på leveranssäkerhet som uttalas i riksdagens mål handlar inte enbart om att elsystemet ska ha förmågan att leverera el i tillräcklig mängd och i rätt tid. Det ska också leverera el på rätt plats, ”där efterfrågan finns”. Utredningen konstaterar att detta kan tolkas som om att elproduktion i princip ska byggas ut i geografisk anslutning till förbrukningen. Ur ett elproduktionsperspektiv är dock ”rätt plats” inte sällan kopplad till faktorer såsom exempelvis fallhöjder,

vindlägen, värmeunderlag och tillgång till kylvatten, men också till möjligheterna att få nödvändiga tillstånd. Sett från elanvändarens synpunkt är det viktigaste inte var elen produceras utan vad man som kund är villig att betala för den. Till detta kommer andra faktorer som kan vara viktiga för elanvändarna såsom låg sannolikhet för elavbrott, hög elkvalitet, miljövärden och stabila priser. Svenska kraftnät har en viktig uppgift i att kommunicera var ny elproduktion bör lokaliseras utifrån ett systemperspektiv, se vidare avsnitt 10.4.

Grundbulten i den svenska och europeiska elmarknaden utgörs av grossistmarknaden för el, där elpriserna uppstår som ett resultat av utbud och efterfrågan. Det har inte ingått i vårt uppdrag att utreda behovet av eventuella förändringar av grossistmarknadens utformning. Vi konstaterar dock att prisbildningen på denna marknad har en avgörande betydelse för att säkerställa ett effektivt nyttjande av produktions- och förbrukningsresurser och stimulera flexibilitet i hela energisystemet. En effektiv prisbildning är en förutsättning för att kunna hantera de risker (i form av volym- och profilrisk) som uppstår när andelen väderberoende produktionskällor ökar och när det sker förändringar i efterfrågan på el.

Däremot är en strategisk fråga, som vi tar upp i vårt betänkande, om elmarknaden förmår ge tillräckliga signaler för att det stora förutsedda behovet av långsiktiga investeringar ska komma till stånd, eller om kan det finnas motiv för statsmakterna att vidta kompletterande åtgärder av olika slag.

En väl fungerande finansiell marknad, där elanvändare och elproducenter kan prissäkra sin verksamhet, är nödvändig för att göra det möjligt för aktörerna att finansiera eller delfinansiera de investeringar i ny elproduktion, flexibilitetsresurser och ny elanvändning som kommer att krävas för att genomföra omställningen. Om den gradvisa ökningen av efterfrågan återspeglas i den löpande finansiella handeln på elbörsen och den etablerade handeln med långsiktiga elköpsavtal, bidrar det till en bättre tidsmässig anpassning mellan utbud och efterfrågan. Elmarknadens långsiktiga signaler spelar också en viktig roll för att elnäten ska kunna utvecklas i takt med efterfrågan. Regelverket för den finansiella elmarknaden bestäms i internationell samverkan. Berörda myndigheter bör därför ta fram en gemensam strategi för att driva Sveriges intressen inom EU-samarbetet. Utredningen föreslår också vissa utvecklingsåtgärder på den finansiella elmarknaden i Sverige, se avsnitt 10.3 nedan.

För att framtidens elmarknad ska kunna bidra till ett robust och pålitligt elsystem behöver den ge marknadsaktörerna signaler och incitament som speglar både det fysiska nätets begränsningar och övergripande systemkrav, såsom krav på frekvensstabilitet och andra tekniska förmågor som krävs för en säker drift.

Grossistmarknaden för el har historiskt varit den dominerande intäktskällan för elproduktionsanläggningar. Utredningen bedömer att detta förhållande kommer att bestå. Samtidigt är det angeläget att övriga prissignaler i elsystemet – exempelvis avseende stödtjänster, nätavgifter, beredskapstjänster och flexibilitet – i större utsträckning än i dag återspeglar den systemnytta dessa resurser tillför. Även framöver bedöms dock dessa kompletterande intäktsströmmar vara begränsade i förhållande till den samlade omsättningen på grossistmarknaden för el.

Utredningen konstaterar att handeln med så kallade stödtjänster – som syftar till att upprätthålla stabiliteten och balansen i elsystemet – fungerar i huvudsak väl. Utredningen har dock identifierat vissa utvecklingsbehov, till exempel möjligheten att införa en ekonomisk ersättning till de anläggningsägare som levererar mekanisk rotationsenergi. Värdet av flexibilitet och planerbarhet för att hantera kapacitetsbrist i elnätet behöver också tydliggöras.

Dagens säkerhetspolitiska situation illustrerar tydligt vikten av att elförsörjningen kan stå emot påfrestningar av olika slag, även kriser och höjd beredskap. Vi konstaterar att det behövs en mer samordnad planering av behovet av förmågor i olika situationer. Vi föreslår därför att regeringen tillsätter en statlig utredning med syfte att tydliggöra ansvarsförhållandena för och mellan de aktörer som har uppgifter inom elberedskap för fredstida krissituationer och höjd beredskap.

Begreppet resurstillräcklighet handlar om huruvida elmarknadens prissignaler är tillräckliga för att säkerställa att det finns tillräckligt med resurser för att möta efterfrågan under årets alla timmar. Vid situationer när marknaden inte förmår få fram tillräckligt med effekt, och det därför finns risk för störningar i eltillförseln, kan det finnas behov av åtgärder som kompletterar marknaden. En kapacitetsmekanism innebär att elproducenter eller andra resurser får betalt inte bara för den el de levererar, utan även för att hålla kapacitet tillgänglig vid behov. En kapacitetsmekanism i form av en strategisk reserv är en resurs som kan inkludera både kraftverk och större

förbrukningsanläggningar som ska vara tillgängliga för att kunna kopplas på eller av vid situationer när marknaden inte förmår få fram tillräckligt med effekt. De anläggningar som inkluderas i reserven får inte delta i den ordinarie elmarknaden. Utredningen bedömer att en strategisk reserv är en ändamålsenlig mekanism för att säkerställa tillräckliga resurser i elmarknaden i enlighet med Sveriges tillförlitlighetsnorm under den kommande tioårsperioden. Detta gäller särskilt med tanke på den osäkerhet som råder både kring efterfrågans utveckling och i vilken utsträckning flexibilitet på bland annat efterfrågesidan kan bidra till att minska risken för effektbrist.

Det är däremot inte motiverat att nu införa en så kallad marknadsomfattande kapacitetsmekanism, där alla tillgängliga resurser i elmarknaden ersätts ekonomiskt för att de ska hålla sig redo att leverera kapacitet vid behov. Det kan dock inte uteslutas att en sådan kapacitetsmekanism kan komma att behövas i ett längre tidsperspektiv.

10.3 Stabila förutsättningar för investeringar

De bedömningar som ligger till grund för det av riksdagen beslutade planeringsmålet förutsätter en med historiska mått extremt hög investeringstakt. Det är viktigt att notera att målet inte är en prognos för den framtida elförbrukningen, utan snarare uttrycker en ambition att säkerställa att elsystemet kan leverera den el som krävs för en ökad elektrifiering och en framgångsrik grön omställning. Även om efterfrågan inte når den nivå som målet antyder, måste ändå omfattande investeringar ske för att göra det möjligt att hantera en ökning av elbehovet och ersätta en åldrande infrastruktur för både elproduktion och elnät.

De osäkerheter som investerare möter är betydande. Staten kan spela en viktig roll genom att skapa tilltro, skapa tydliga regelverk, koordinera myndigheternas insatser, göra politiska avvägningar och presentera regelbundna uppföljningar. Staten bör också kunna bidra med riskavlyft när det är motiverat. Riskhantering handlar dock inte bara om riskavlyft i form av pengar, utan även om att skapa ökad förutsägbarhet genom tydliga energipolitiska mål och genom att tillhandahålla effektivare och snabbare tillståndsprocesser. Dessa frågor ligger dock utanför våra direktiv.

Elmarknadens aktörer möter olika risker, inklusive finansiella risker på grund av elprisvariationer. Olika former av prissäkringsinstrument (systempriskontrakt och prisområdeskontrakt[2]) används för att hantera dessa risker. Det finns också behov av att hantera andra risker, till exempel så kallade profil- och volymrisker samt motpartsrisker.

Den finansiella elmarknaden i Norden har genomgått stora förändringar. Det finns en trend mot minskad likviditet och ökad bilateral handel. Långsiktiga elköpsavtal är viktiga för att prissäkra investeringar i ny elproduktion. De kan också bidra till att säkerställa konkurrenskraftiga villkor för att finansiera ny elintensiv industri. Det finns behov av att utveckla dessa avtal för att öka transparensen och minska transaktionskostnaderna. Det är dock angeläget att marknadsaktörerna får möjlighet att utveckla nya typer av långsiktiga elköpsavtal innan standardisering genom detaljreglering övervägs.

Utredningen föreslår flera statliga åtgärder för att stärka den finansiella elmarknadens funktion, bland annat att Svenska kraftnäts auktionering av prisområdeskontrakt (EPAD) ska fortsätta tills vidare och att staten skapar en beredskap för att införa statliga kreditgarantier vid perioder av finansiell instabilitet.

Ett system för statlig riskdelning genom dubbelriktade differenskontrakt har både för- och nackdelar. Sådana kontrakt kan minska investeringsrisken och underlätta finansiering av kapitalintensiv fossilfri elproduktion, särskilt i en situation med hög osäkerhet kring framtida elbehov och priser. Samtidigt kan de medverka till att lönsamheten i befintlig elproduktion minskar och att investeringar i annan ny elproduktion trängs undan. Om en sådan riskdelning bedöms vara motiverad bör utgångspunkten vara att så långt möjligt bibehålla teknikneutralitet och främja konkurrens mellan olika kraftslag. Det är viktigt att säkerställa att den tillkommande elproduktionskapacitet som omfattas av sådan riskdelning har låga rörliga kostnader, och att systemet är flexibelt nog att anpassas efter elsystemets och samhällets behov.

Om ett system med dubbelriktade differenskontrakt införs måste hänsyn tas till hur sådana kontrakt kan påverka den övriga elmarknaden negativt i olika avseenden, bland annat genom att påverka prisbildningen. Vi belyser dessa frågor närmare i vårt betänkande. Enligt en underlagsrapport till utredningen har investeringar i kärnkraft

[2] Så kallade EPAD-kontrakt.

och havsbaserad vindkraft i dag en svag lönsamhet. Investeringar i dessa kraftslag kan dock bli lönsamma om efterfrågan ökar i den omfattning som förutses i planeringsmålet om 300 TWh 2045. Detta illustreras i de scenarier som utredningen har låtit ta fram.

Statlig riskdelning kan, enligt utredningens uppfattning, vara motiverad för att säkerställa att dessa investeringar kommer till stånd och kan bidra till en trygg och konkurrenskraftig elförsörjning.

Regeringen har nyligen föreslagit att dubbelriktade differenskontrakt ska erbjudas till den som vill investera i ny kärnkraft[3]. Utredningen anser att liknande kontrakt också bör kunna erbjudas till etablering av havsbaserad vindkraft om det bedöms vara motiverat.

10.4 En tydligare ansvarsfördelning

I den pågående omställningen av energisystemet spelar elnäten en helt avgörande roll. Utöver det faktum att en snabb elektrifiering är avgörande för att Sverige ska nå klimatmålen och ge industrin möjlighet att utvecklas ser vi ett alltmer decentraliserat elsystem med allt fler anläggningar och allt fler aktörer. Detta medför ett större behov av samordning av besluten hos många och nya aktörer. I det nya energilandskapet, med ett stort inslag av både vind- och solenergi, och med aktörer som tillhandahåller tjänster för energilagring och flexibilitet, blir det allt viktigare att den geografiska lokaliseringen av elproduktion och förbrukning samordnas såväl geografiskt som tidsmässigt. Därigenom kan också de olika kraftslagens förmågor tillvaratas mer effektivt och behovet av nya överföringsledningar minskas. En samordning kräver dock en utvecklad systemsyn, och att det är tydligt vilket ansvar olika aktörer har. Genom våra förslag till ny lagstiftning tydliggörs både vad ett utvecklat systemansvar innebär och vilket ansvar olika aktörer har.

Men det är inte bara investeringar i ny transportkapacitet som krävs, utan också att de befintliga elnäten används så effektivt som möjligt. Det kan ske genom att flexibilitet stimuleras – exempelvis genom nya typer av avtal och nätavgifter – men också genom att framväxten av nya aktörer och affärsmodeller för energilagring, aggregering och styrning av energiflöden premieras. Flera av våra förslag

[3] Regeringens proposition (2024/25:150) om Finansiering och riskdelning vid investeringar i ny kärnkraft.

syftar till att skapa förutsättningar för ett bättre utnyttjande av elnäten. Förslagen utgår ifrån att nätägarna tar en alltmer aktiv roll för att främja ett effektivt utnyttjande och en ändamålsenlig utbyggnad av elnäten.

Det svenska elsystemet är tätt sammankopplat med det europeiska såväl tekniskt som när det gäller de rättsliga ramverken. Genom våra förslag anpassas terminologin i svensk lagstiftning till den terminologi som används inom EU-rätten. Därigenom tydliggörs roller och ansvar för olika aktörer, vilket underlättar en samordnad tillämpning av svensk rätt och EU-rätt. Många aktörer är också verksamma i flera länder inom EU.

Utredningen vill också förtydliga Svenska kraftnäts viktiga roll som systemansvarig för det nationella överföringssystemet. Vi föreslår därför att den rollen renodlas genom att den delvis överlappande funktionen systemansvarig myndighet avskaffas och att tillsynsansvaret för driftsäkerheten överförs till Energimarknadsinspektionen (Ei). Med denna ordning säkerställs att tillsynen sker oberoende av systemdriften.

Andra förslag som syftar till att definiera tydligare roller och en mer ändamålsenlig rättstillämpning handlar om vem som ska anses vara lämplig att utöva nätverksamhet samt om att de tekniska kraven på vissa ledningar ska hanteras tillsammans med den anslutna anläggningen.

Vi anser dock inte att tydligare definitioner av roller och ansvar är tillräckliga för en korrekt och ändamålsenlig tillämpning av regelverket. Viktigt – och kanske viktigast av allt – är att de berörda nätföretagen samverkar. Vi föreslår därför ett krav på ett formaliserat och kontinuerligt samarbete mellan Svenska kraftnät och systemansvariga för distributionssystem. Detta kompletteras med nya regler om ett driftsäkerhetsavtal som ska ingås mellan vissa regionnätsföretag och Svenska kraftnät.

10.5 Mer aktiva kunder ger bättre konkurrens

Ytterst syftar elförsörjningen till att tillgodose behov av olika slag. Elmarknaden blir alltmer komplex, men rymmer samtidigt stora möjligheter för aktiva kunder. Genom att bli medveten om sin förbrukning och tillgängliga alternativ, göra aktiva val av elavtal, anpassa

sin förbrukning och effektivisera sin användning av el kan den enskilde kunden få både en lägre kostnad och en förbättrad komfort. Det finns en hög innovationstakt inom nya tjänster såsom aggregering och flexibilitet. Elsystemet gagnas av aktiva kunder och av framväxten av nya tjänster. Våra förslag bidrar till att fler kunder kommer att vara aktiva och till att konkurrensen på slutkundsmarknaden stärks.

Men det nya energilanskapet är mer komplicerat än tidigare, och det finns kunder som av olika skäl kan ha svårt att orientera sig och göra medvetna val. Det nuvarande systemet med så kallade anvisade elavtal har erbjudit ett skydd för sådana kunder. Vi anser dock att det nuvarande systemet har stora nackdelar, bland annat genom att det omfattar en alltför stor krets av kunder och leder till att kunder med anvisningsavtal i många fall får betala för mycket för sin el. Vi föreslår därför att systemet avskaffas och ersätts med ett effektivare system där grundprincipen är att den som vill ha leverans av el måste teckna ett avtal.

10.6 Ökad dynamik och nya affärsmodeller

Elmarknaden genomgår en snabb förändring, vilket skapar möjligheter för nya aktörer och innovativa affärsmodeller. Några exempel är

- Aggregatorer som samlar ihop småskalig elproduktion och flexibilitet från hushåll och företag (till exempel solceller, batterier, elbilsladdning) och säljer dessa tjänster till elnätet eller den konkurrensutsatta elmarknaden
- Leverantörer av flexibilitetstjänster, dvs. företag som erbjuder energilagringslösningar eller styrning av elanvändning baserat på olika signaler för både hushåll och företag
- Företag som erbjuder laddningslösningar för elbilar
- Företag som erbjuder plattformar som möjliggör för privatpersoner och företag att handla el direkt med varandra, utan mellanhänder.

Vid utformningen av våra förslag och bedömningar har vi särskilt framhållit vikten av att regelverket kring elmarknaden ger utrymme för nya lösningar. Ett exempel på detta är vårt förslag om att införa en ny roll på elmarknaden, leverantör av balanstjänster. Vi betonar också betydelsen av att myndigheter och nätföretag inom ramen för sina mandat samverkar för att utforma nya nätavgifter och nya avtalsformer, till exempel villkorade avtal, som kan bidra till en effektivare elanvändning och ett bättre utnyttjande av elnäten. Utredningen vill också särskilt uppmärksamma betydelsen av en effektiv prisbildning på dagen före- och intradagmarknaderna då dessa marknader är grunden för ett effektivt elsystem och minskar behovet av dyra balanseringstjänster.

10.7 En effektiv och långsiktig planering av det nationella elsystemet

Om elsystemet ska expandera i den takt som förutsätts enligt de energipolitiska målen krävs en effektiv långsiktig planering. Våra förslag om ett utvecklat systemansvar skapar förutsättningar för en sådan planering. Av särskild vikt är att det finns en tydlig rollfördelning och att det pekas ut en aktör som har ett samlat ansvar för elsystemets utveckling.

Utredningen om översyn av myndigheters uppgifter och ansvar inom energiområdet (den så kallade Myndighetsutredningen) har i en delrapport (KN2023/04160) föreslagit att Svenska kraftnät ges ett bredare ansvar för att, med utgångspunkt i ett elförsörjningsperspektiv, samordna den långsiktiga planeringen av det nationella elsystemet och sammanlänkningen av detta med andra länder. Vidare föreslår utredningen att det vid Svenska kraftnät ska inrättas ett samordningsorgan för elsystemets långsiktiga utveckling (Elförsörjningsrådet) där en rad olika aktörer ingår. Förslagen bereds för närvarande i Regeringskansliet.

Elmarknadsutredningen stödjer dessa förslag. När elsystemet ska byggas ut krävs en nära samverkan mellan många olika verksamheter med skiftande behov. Det kan till exempel gälla nya elkrävande företag som behöver konkurrenskraftiga elpriser, elektrifiering av transportsektorn, nya bostadsområden och ny elproduktionskapacitet. För att en sådan samverkan ska vara möjlig behövs en tydlig

ansvarsfördelning, där en angiven aktör ges i uppgift att identifiera behoven och peka ut den framtida inriktningen utifrån ett övergripande systemperspektiv. Denna aktör bör också ansvara för att planeringen samordnas på central, regional och lokal nivå.

Elnäten är på många sätt navet i denna utveckling. Varje enskilt nätföretag har ett ansvar gentemot sina kunder. Det är därför angeläget att kommunikationen mellan kund och nätföretag även framgent sker på den nivå där elanslutningen finns. Samtidigt finns det starka ömsesidiga beroenden mellan de olika nivåerna i elsystemet. Elproducenter, elanvändare och andra aktörer är beroende av att de nätansvariga samverkar på ett effektivt sätt. Det är därför viktigt att planering och åtgärder hänger ihop.

Våra förslag och bedömningar om att tydliggöra systemansvaret skapar förutsättningar för ökad samverkan mellan nätföretag samt mellan nätföretag och övriga aktörer. En sådan samverkan är en nödvändig förutsättning för att Svenska kraftnät ska kunna ta det bredare samhällsansvar för den långsiktiga elförsörjningen som beskrivs i regeringens energipolitiska inriktningsproposition (prop. 2023/24:105). Exempelvis bör Svenska kraftnät:

- Möjliggöra en proaktiv utveckling av överföringssystemet genom att bidra till mer träffsäkra bedömningar av vilka åtgärder som bör vidtas i den framtida nätutbyggnaden. Detta inkluderar även att tydliggöra tekniska krav på anslutande anläggningar för att säkerställa ett effektivt och driftsäkert elsystem.
- Analysera, bedöma och informera om var nya anslutningar bör ske för att en trygg och konkurrenskraftig elförsörjning ska kunna upprätthållas. Det kan till exempel kommuniceras i form av så kallade kapacitetskartor som visar dels var ledig kapacitet finns i befintligt nät, dels visar rekommenderade anslutningspunkter för förbrukning, elproduktion och flexibilitetsresurser i planerade framtida nät.

Sammanfattningsvis ställer utvecklingen av det nya elsystemet stora krav på gemensam planering och samverkan. Men tillsammans med de övriga förslag och bedömningar som vi lämnar i detta betänkande skapas samtidigt förutsättningar för ett elsystem med tydligt systemansvar, hög leveranssäkerhet och långsiktiga planeringsförutsättningar.

11 Konsekvensanalys

11.1 Inledning

Under de kommande decennierna förväntas den svenska elmarknaden genomgå betydande förändringar på grund av den omfattande elektrifiering som är en bärande del i arbetet för att nå det klimatpolitiska målet om nettonollutsläpp av växthusgaser 2045, utfasningen av fossila bränslen och det energipolitiska målet om 100 procent fossilfri elproduktion 2040.

För att ge underlag för att bedöma hur dessa förändringar ska bemötas beslutade regeringen den 25 januari 2024 att ge en särskild utredare i uppdrag att analysera och föreslå hur den svenska elmarknaden kan utvecklas och regleras. Utredningen har antagit namnet *Elmarknadsutredningen* (KN 2024:02).

Utredningens uppdrag har varit att tydliggöra systemansvaret, öka leveranssäkerheten, skapa långsiktiga planeringsförutsättningar och att ge fossilfria kraftslag marknadsmässig ersättning för de nyttor de bidrar med till Sveriges energiförsörjning.

Av utredningens direktiv följer bland annat att utredaren ska:

- föreslå på vilket sätt den finansiella elmarknaden, långsiktiga energiköpsavtal, kapacitetsmekanismer och stödtjänstmarknader kan utvecklas,
- utreda vilken roll marginalkontrakt kan ha på en framtida elmarknad utifrån de förutsättningar som ges i den europeiska elmarknadsregleringen,
- föreslå hur termerna systemansvarig för överföringssystem och systemansvarig för distributionssystem kan införas och tydliggöras,

- föreslå hur marknadsaktören leverantör av balanstjänst kan regleras och
- föreslå hur systemet med anvisade elavtal på slutkundsmarknaden kan avvecklas.

I det här kapitlet redovisar vi de samhällsekonomiska konsekvenserna av de förslag som läggs. Kapitlet innehåller också en analys av hur nyttor och kostnader fördelas på olika aktörer. Övriga konsekvenser, såsom sociala eller miljömässiga aspekter, redovisas endast i de fall de är relevanta. För flertalet av förslagen bedömer vi att de övriga konsekvenserna obefintliga eller försumbara.

Utredningen lägger fram både författningsförslag och förslag som inte kräver lagändring. Utredningen presenterar drygt tio förslag till författningsändringar inom cirka femton olika områden. Dessa förslag omfattar allt från mindre ändringar av administrativ karaktär till mer omfattande ändringar i regelverket.

För att underlätta framställningen följer konsekvensanalysen samma struktur som kapitlen 5 till 8. Utgångspunkten för konsekvensanalysen är hur författningsförslagen främjar den samhällsekonomiska effektiviteten i förhållande till nollalternativet och hur kostnader och nyttor fördelas mellan de berörda aktörerna. Analysens detaljeringsgrad beror på effekternas storlek med ett större fokus på de förslag som bedöms få störst konsekvenser.

Kapitlets inledande avsnitt 11.2 innehåller en allmän beskrivning av elnätet i Sverige för att sedan i avsnitt 11.3 följas av en redogörelse för utredningens syfte och mål samt hur vi har lagt upp arbetet med att ta fram författningsförslag för att nå de målen. Kapitlet avslutas med en analys av våra förslag.

11.2 Allmänt om elmarknaden i Sverige

Följande redogörelse av elmarknaden i Sverige bygger på Energimarknadsinspektionens (Ei) rapport *Sveriges el- och naturgasmarknad 2023* (Ei R2024:11) som avser förhållandena år 2023.

11.2.1 Elnätet

Det svenska elnätet består av 59 300 mil ledning, varav ungefär 43 700 mil är jordkabel. Elnätet kan delas in i tre nivåer: överföringsnät, regionnät och lokalnät. Överföringsnätet transporterar el långa sträckor med höga spänningsnivåer. Regionnäten transporterar el från överföringsnätet till lokalnäten och i vissa fall direkt till större elanvändare. Lokalnäten ansluter till regionnäten och transporterar el till hushåll och andra slutkunder. Sveriges överföringsnät är direkt sammankopplat med Danmark, Norge, Finland, Tyskland, Polen och Litauen, och indirekt med i princip hela Europa.

Det svenska distributions- och överföringsnätet befinner sig för närvarande i en period av omfattande utbyggnad som drivs på av en ökad elektrifiering i samhället för att bland annat uppnå nettonollutsläpp i transportsektorn och industrin och kunna ta om hand ny elproduktion och nya elkunder. Samtidigt finns det ett betydande reinvesteringsbehov i det svenska elnätet.

Svenska kraftnät

Svenska kraftnät driver och förvaltar det svenska transmissionsnätet[1]. Svenska kraftnät har till uppgift att på ett affärsmässigt sätt förvalta, driva och utveckla ett kostnadseffektivt, driftsäkert och miljöanpassat överföringssystem. De ska även tillhandahålla överföringskapacitet till elmarknaden och direktanslutna nätkunder.

Svenska kraftnät är också systemansvarig myndighet enligt ellagen (1997:857) och har därmed det övergripande ansvaret för att elektriska anläggningar samverkar driftsäkert så att balans inom hela eller delar av landet kortsiktigt upprätthålls mellan produktion och förbrukning av el.

Enligt elmarknadsdirektivet ska de systemansvariga för överföringssystemen certifieras. Ei beslutade i juli 2012 att certifiera Svenska kraftnät som systemansvarig för det svenska överföringsnätet för el. Certifieringen gäller tills vidare men kan omprövas om den systemansvarige inte lever upp till kraven för certifieringen.

[1] Enligt utredningens föreslagna terminologi *överföringsnätet*.

Distributionsnäten

De svenska region- och lokalnäten drivs av cirka 170 elnätsföretag. Region- och lokalnätsföretagen är systemansvariga för distributionssystemet i Sverige, vilket innebär att de har ansvar för drift och underhåll, utbyggnad av distributionssystemet och dess sammanlänkningar inom ett visst område, samt säkerhetsställande av att systemet kan uppfylla rimliga krav på distribution av el på lång sikt.

Varje elnätsföretag har ett lokalt monopol, det vill säga ensamrätt att distribuera el. Ei beslutar om ensamrätt i form av tillstånd (nätkoncession). För att säkerställa att elnätsföretagen som har ensamrätten inte utnyttjar sin monopolställning beslutar Ei om företagens intäkter genom intäktsramen.

Eftersom elnätsföretag drivs som reglerade monopol medan elhandelsföretag och elproduktion agerar på en konkurrensutsatt marknad, är det viktigt att dessa verksamheter skiljs åt när de förekommer inom samma koncern. För att förhindra korssubventionering får nätverksamhet, med några få undantag, inte bedrivas i samma juridiska person som någon annan verksamhet.

Icke koncessionspliktiga nät

I vissa fall är elledningar undantagna från kravet på nätkoncession och får byggas och användas utan tillstånd, så kallade icke koncessionspliktiga nät (IKN). Undantagen från kravet på nätkoncession finns i förordningen (2007:215) om undantag från kravet på nätkoncession enligt ellagen (1997:857).

Genom den pågående energiomställningen har intresset ökat för bland annat lokalproducerad el, möjligheter att tillgodose fordons elbehov, att mata in el på det allmänna elnätet och att använda energilager i form av både batterier och vätgas. När ledningar ska byggas och användas för att bland annat bidra till energiomställningen handlar det ofta om IKN.

Överföringsbegränsningar

Sedan 2011 är Sverige ett av de få EU-länder som är indelade i så kallade elområden. Sverige har fyra elområden: SE1, SE2, SE3 och SE4. Indelningen är baserad på var de största begränsningarna av överföringskapacitet i överföringsnätet fanns vid tidpunkten för indelningen. En översyn av indelningen pågår.

Enligt EU:s regelverk har en systemansvarig för överförings-system en skyldighet att överföra el på lika villkor och överföringen till och från grannländer får inte begränsas för att prioritera inhemska kunder. Svenska kraftnät ska använda sig av så kallade avhjälpande åtgärder, mothandel eller omdirigering, för att hantera överförings-begränsningar. Det innebär att Svenska kraftnät betalar för en ökad elproduktion i underskottsområdet och motsvarande mängd minskad elproduktion i överskottsområdet. En förutsättning för att kunna mothandla är att det finns tillgängliga produktions- och eller flexi-bilitetsresurser i det aktuella området.

Flexibilitet

Elektrifieringen, omställningen av industrin och transportsektorn har lett till en ansträngd kapacitetssituation i delar av Sveriges elnät. I flera regioner har det medfört att nätföretagen inte har kunnat ansluta nya kunder, eller medge ökning av befintliga abonnemang, i den takt som behoven uppkommit i det lokala och regionala elnätet. Detta hämmar både tillväxt och omvandling till ett mer hållbart samhälle. När konsumtions- och produktionsmönstren förändras och nya elintensiva industrier och verksamheter ansluts till elnätet blir även åtgärder som främjar flexibilitet viktiga. På en framtida elmarknad med en högre andel variabel elproduktion blir det viktigt att ta tillvara samtliga resurser för flexibilitet i elsystemet, såväl från elproduktion som förbrukning och energilager. Flexibilitet kan defi-nieras på olika sätt i olika sammanhang men vad som kännetecknar dylika resurser är att de är flexibla i sin inmatning eller sitt uttag av energi eller effekt. Elproducenter som har teknik som möjliggör att anläggningen kan regleras upp eller ner kan ofta vara flexibla.

Olika marknader där flexibilitet kan köpas och säljas kan stimu-lera till sådan utveckling. För att ge elkunderna incitament att vara flexibla i sin elanvändning är det effektivt med prissignaler där priset

på el respektive nätavgift varierar med tillgång och efterfrågan. Till exempel kan kunderna ges signaler att minska sin elförbrukning när elnätet är hårt belastat, eller att öka sin förbrukning när elpriset är lågt, vilket exempelvis är fallet vid god tillgång till elproduktion från vindkraft. Efterfrågeflexibilitet möjliggör en effektivare resursanvändning och kan underlätta frekvenshållningen i elsystemet. Efterfrågeflexibilitet kan också underlätta vid effektbristsituationer och lokala nätproblem.

11.2.2 Grossistmarknaden för el

Elpriset varierar med utbud och efterfrågan för varje timme. Elmarknaden är speciell då det vid varje tidpunkt måste produceras lika mycket el som förbrukas för att systemet ska vara i balans och driften ska vara säker. För att handeln med el ska kunna ske på olika tidshorisonter har marknaden delats in i olika delmarknader.

Elhandelssystemet kan delas in i fyra delmarknader där handeln med el sker vid olika tidpunkter i förhållande till leverans: prissäkringsmarknaden, dagen före-marknaden, intradagsmarknaden och slutligen balansmarknaden. Det finns organiserade marknadsplatser för handel på de olika delmarknaderna. Utöver handel på dessa marknadsplatser är det möjligt för aktörerna att handla el bilateralt mellan aktörer. Priserna på de organiserade marknadsplatserna fungerar som referenspriser för den bilaterala handeln. Dagen före-, intradags-, balans- och prissäkringsmarknaden styrs av EU:s regelverk.

Prissäkringsmarknaden

Elpriserna kan variera över tid och mellan elområden. Det finns flera sätt för aktörerna att hantera de finansiella risker som uppkommer genom variationen i pris på elmarknaden. På den finansiella elmarknaden kan en aktör handla standardiserade prissäkringskontrakt på öppna organiserade marknadsplatser, över disk (over the counter, OTC) eller bilateralt. Aktörerna kan också prissäkra sig på längre sikt genom att ingå långsiktiga elköpsavtal med en motpart.

Dagen före-marknaden

Dagen före-marknaden, ofta kallad spotmarknaden, utgör den huvudsakliga marknaden för handel med el. Marknaden bedöms därmed vara central för aktörernas intjäningsförmåga. Utformningen av dagenföremarknaden regleras i CACM-förordningen[2]. CACM finns till för att kunna åstadkomma en gemensam inre marknad för el inom EU. I CACM finns bestämmelser som bland annat reglerar om beräkning av överföringskapacitet och att tillgänglig överföringskapacitet tilldelas marknaden på ett samordnat sätt. Den ska även bland annat säkerställa att korrekta elområden fastställs inom unionen, att nominerade elmarknadsoperatörer (NEMO) inom EU kan konkurrera med varandra på lika villkor, samt att kostnaderna som uppstår i samband med utvecklingen och driften av marknadskopplingen fördelas mellan berörda aktörer och medlemsstater på ett kostnadseffektivt sätt.

Intradagsmarknaden

Intradagsmarknadens utformning regleras precis som dagen föremarknadens av kommissionsförordningen CACM. Intradagsmarknaden är en justeringsmarknad som ger aktörerna möjlighet att handla sig i balans fram till en timme före drifttimmen om förutsättningarna har ändrats efter det att dagen före-marknaden stängt. Exempelvis kan vädret ha avvikit från den prognostiserade, vilket kan påverka både produktionen, i form av vind- och solkraft, och förbrukningen, till exempel via uppvärmningsbehoven.

Balansmarknaden

Elsystemet behöver vara i balans vid varje tidpunkt genom att det tillförs lika mycket el som förbrukas. I Sverige är det Svenska kraftnät som ansvarar för att upprätthålla balansen i elsystemet. Denna balans uppnås i huvudsak av att aktörerna fullföljer sina köp- och säljkontakt från den fysiska handeln, som beskrivs ovan, men obalans på minut- och sekundnivå samt oförutsedda händelser gör att det

[2] Kommissionens förordning (EU) 2015/1222 av den 24 juli 2015 om fastställande av riktlinjer för kapacitetstilldelning och hantering av överbelastning.

behöver finnas möjlighet att balansera elsystemet inom timmen, i realtid. Balanstjänsterna eller stödtjänster som det också kallas, utgörs av flera olika tjänster och har tagits fram av Svenska kraftnät. Elproducenter eller elanvändare som uppfyller kraven för en balanstjänst kan sälja balanstjänster till Svenska kraftnät och få ersättning.

För närvarande pågår en förändring av den svenska balansmarknaden på grund av anpassning till kommissionsförordningen EB[3] som trädde i kraft den 18 december 2017. EB sätter ramarna för en gemensam och välfungerande europeisk balansmarknad.

11.2.3 Slutkundsmarknaden för el

Den svenska slutkundsmarknaden för el är sedan 1996 konkurrensutsatt och priserna sätts av aktörerna på marknaden. Det finns cirka 5,6 miljoner elkunder i Sverige varav cirka 4,7 miljoner är hushållskunder.

Det finns cirka 130 elhandelsföretag. Vissa elhandelsföretag erbjuder endast avtal i vissa elområden och några mindre, lokala elhandelsföretag har valt att vara verksamma enbart i det lokala nätområdet. Alla elhandelsföretag är därför inte tillgängliga för alla kunder. De tre största elhandelsföretagen hade i slutet av 2023 en samlad marknadsandel på cirka 47 procent räknat på antalet kunder.

Kunderna på den svenska elmarknaden har möjlighet att välja det elhandelsföretag de föredrar. Aktörerna agerar på en fri marknad i konkurrens med andra företag och med fri prissättning. Om kunden inte gör ett aktivt val är elnätsföretaget skyldigt att anvisa kunden ett elhandelsföretag. Priset på anvisningsavtalen är över tid ofta högre än priserna på övriga avtalsformer.

11.3 Vilka mål styr vi mot?

Det svenska elsystemet ska enligt det leveranssäkerhetsmål för elsystemet som antagits av riksdagen ha förmågan att leverera el där efterfrågan finns, i rätt tid och i tillräcklig mängd, i den utsträckning det är samhällsekonomiskt effektivt. Omotiverade hinder i

[3] Kommissionens förordning (EU) 2017/2195 av den 23 november 2017 om fastställande av riktlinjer för balanshållning avseende el.

elsystemet ska undanröjas för att skapa förutsättningar för en effektiv marknad som främjar konkurrenskraftiga priser. Utredningen gör bedömningar och lämnar författningsförslag som adresserar samtliga delar av leveranssäkerhetsmålet. Vid lämnande av förslag om en avveckling av anvisningssystemet ska utredningen särskilt beakta att utsatta kunder får möjlighet att teckna elavtal. Likaså bör en ny modell främja en välfungerande konkurrens.

Riksdagen har även fattat beslut om ett planeringsmål med innebörd att planeringen av det svenska elsystemet ska ge förutsättningar för att leverera den el som behövs för en ökad elektrifiering och för att möjliggöra den gröna omställningen. Enligt regeringens bedömning bör Sverige planera för att kunna möta ett elbehov om minst 300 TWh år 2045. Den förväntade snabba elektrifieringen – ungefär en fördubbling mot den situation som rått de senaste 40 åren – innebär ett nytt läge för elsystemet som måste gå från en förvaltande till en mycket expansiv fas. För att göra det möjligt att möta samhällets ökade behov av el och samtidigt säkerställa god försörjningstrygghet krävs en omfattande utbyggnad av elproduktionskapacitet, elnät och lagringsmöjligheter samt förbättrade möjligheter för flexibilitet.

11.3.1 Referensscenario

Konsekvensanalysen av de författningsförslag som utredningen presenterar utgår från ett nollalternativ som innebär att inga åtgärder genomförs, det vill säga att nuvarande oklarheter i roller och ansvar kvarstår. Det riskerar att hämma såväl elektrifieringen som den ekonomiska tillväxten i ett regionalt och nationellt perspektiv. På längre sikt riskerar de negativa effekterna att förvärras, eftersom regelverket inte anpassats efter nya utmaningar relaterade till den fortsatta elektrifieringen och andra förändringar i samhället, såsom utvecklad EU-rätt. Exempel på sådana utmaningar är elektrifiering av transportsektorn, etablering av serverhallar, kapacitetsbrist omkring storstadsområden samt kommande utbyggnad av elproduktion. Andra samhällsutmaningar består i hur man bättre kan utnyttja det befintliga elnätet genom att öka användningen av energilager och lokala nätlösningar som inkluderar lokal produktion och förbrukarflexibilitet. Detta har potential att minska behovet av nätinvesteringar eller förskjuta det i tid.

Effekterna av författningsförslagen uttrycks som en förändring jämfört med nollalternativet. Analysen bygger i första hand på kvantitativa och monetära uppskattningar som kompletteras med kvalitativa bedömningar när det inte har varit möjligt.

11.4 Utredningens förslag

11.4.1 Systemansvar

Terminologi anpassad till EU-rätten

Utredningens förslag

Terminologin i ellagen med tillhörande förordningar anpassas efter den terminologi som används inom EU-rätten. Den pågående elektrifieringen och den ökande mängden direkt tillämpliga EU-rättsakter motiverar att i lagstiftningen införa en tydlig ansvarsfördelning, bland annat genom en enhetlig terminologi.

Effekter på elsystemet

En enhetlig terminologi bedöms få enbart positiva effekter på elmarknaden och dess utveckling, eftersom både den nuvarande och den kommande tillämpningen av EU-rätt tillsammans med nationell rätt underlättas. Detta leder i sin tur till att aktörernas roller och ansvar blir tydligare, vilket effektiviserar elmarknaden i stort. Tydliga roller leder till färre missförstånd mellan systemansvariga, vilket främjar samarbete. Genom att framtidssäkra regelverket kommer resurser att besparas framöver.

Det svenska regelverket kring elmarknaden bygger till stora delar på den gemensamma europeiska lagstiftningen, i synnerhet elmarknadsdirektivet och elmarknadsförordningen. Elmarknadsdirektivets terminologi och ansvarsfördelning mellan olika aktörer har en genomgripande inverkan på elsystemets utveckling och elmarknadens funktionssätt, eftersom den europeiska elmarknadslagstiftningen använder direktivets definitioner som utgångspunkt i de rättsakter som är direkt tillämpliga, exempelvis EU:s elmarknadsförordning.

Det kan uppstå problem om de definitioner som används i elmarknadsdirektivet inte används i nationell rätt, eftersom elmarknadsförordningen samt övriga EU-förordningar inom området (bland annat kommissionsförordningar) i stor utsträckning använder samma definitioner som i elmarknadsdirektivet. Vid tillämpningen av EU-förordningar gäller i så fall således elmarknadsdirektivets definitioner även om andra definitioner används i nationell svensk rätt. Samma definition kan då få olika innebörd beroende på vilken rättsakt som tillämpas. Det finns också direkt tillämpliga definitioner i de flesta förordningar, vilket stärker skälen att vid genomförandet av elmarknadsdirektivet i Sverige inte bygga upp en parallell svensk begreppsstruktur som riskerar att stå i strid med EU-definitionerna.

Även om systemansvaret har sin faktiska motsvarighet i ellagen används inte samma termer i lagen, vilket leder till otydlighet avseende uppgifterna för, och ansvarsfördelningen mellan, aktörerna i det svenska elsystemet. Denna otydlighet medför en risk för att den svenska tillämpningen avviker från hur EU-rätten tillämpas i andra medlemsstater.

Effekter för olika aktörer

Den främsta direkta effekten på enskilda aktörer är det arbete som främst Ei och Svenska kraftnät måste göra för att anpassa föreskrifter och andra dokument efter den nya terminologin.

Ei uppskattar[4] sina kostnader för terminologiändringar till 1,2 miljoner kronor under en ettårsperiod. Detta baseras på bedömningen att det kommer att krävas en heltidsanställd under en period om ett år för att genomföra arbetet. Kostnaden för en årsarbetskraft är 1,2 miljoner kronor. Arbetet innefattar att ändra terminologin i alla föreskrifter, rapporter, på Ei:s hemsida samt i kommunikationssammanhang. Detta är ett omfattande arbete och det står ännu inte klart vilka konsekvenser det får att genomföra de föreslagna ändringarna i terminologin. Det rör sig om flertalet begrepp som förekommer i ett sammanhängande system av offentliga dokument.

För Svenska kraftnät beräknas förslaget endast medföra mycket små extra kostnader.

[4] Skrivelse från Energimarknadsinspektionen den 21 februari 2025.

Enstaka ledningar för inmatning eller uttag av el

Utredningens förslag

Enstaka koncessionerade ledningar med endast en ansluten kund för inmatning eller uttag undantas från den reglerade nätverksamheten om den anslutna kunden ingår i samma koncern som koncessionshavaren. Sådana ledningar bör regleringsmässigt i stället hanteras tillsammans med produktions- respektive förbrukningsanläggningen.

Om det finns olika ägare till anläggningar bakom anslutningspunkten ska ledningen som i dag omfattas av den reglerade nätverksamheten.

Effekter på elsystemet

Förslaget överensstämmer med bestämmelserna om direktledningar i artikel 7.1 a i elmarknadsdirektivet som stadgar att medlemsstaterna ska vidta de åtgärder som är nödvändiga för att göra det möjligt för alla producenter och elleverantörer som är etablerade inom deras territorium att leverera till sina egna fastigheter, dotterbolag och kunder genom en direktledning, utan att drabbas av oproportionella administrativa förfaranden eller kostnader.

Förslaget underlättar också implementeringen av bestämmelserna i kommissionsförordningen avseende anslutning för produktion, RfG[5]. I förordningen föreskrivs att en systemansvarig för distributionssystem ska fastställa vissa systemrelaterade anslutningskrav. Det är också en systemansvarig för distributionssystem som ska bedöma om det föreligger överensstämmelse med anslutningskraven. Om en ledning, som förbinder en produktionsanläggning med distributions- eller överföringssystemet, ägs av ett företag som är nära kopplat till det företag som äger produktionsanläggningen innebär det i praktiken att ägaren till produktionsanläggningen blir den som ansvarar för att fastställa systemrelaterade anslutningskrav och som ska bedöma om det föreligger överensstämmelse med anslutningskraven.

[5] Kommissionens förordning (EU) 2016/631 av den 14 april 2016 om fastställande av nätföreskrifter med krav för nätanslutning av generatorer.

Anslutningsskyldigheten enligt ellagen är sedan 2022 kopplad till koncessionsinnehav. Det är således inget krav att koncessionshavaren också måste vara en systemansvarig som bedriver nätverksamhet. Detta föreslås gälla även dessa ledningar. Energiföretagen Sverige har framfört att sådana ledningar där el endast överförs för egen räkning bör ges ett undantag från anslutningsplikten för att undvika en motsättning mellan lagkravet och ägarens avsikt att hålla verksamheten inom produktions- respektive förbrukningsanläggningen. En sådan lösning medför dock, vilket Energiföretagen Sverige också tar upp, en ökad risk för parallella nätstrukturer. Parallella nätstrukturer skulle innebära ökade kostnader för kundkollektivet, eftersom kunderna genom nätavgifterna måste bekosta ett större nät, samt ett större miljöintrång.

Beträffande konsekvenserna om en sådan koncessionshavare ansluter en extern kund och börjar bedriva nätverksamhet, se förslaget Förtydligad lämplighetsprövning vid koncessionsansökan.

Effekter för olika aktörer

Förslaget innebär en administrativ förenkling och minskade kostnader för de företag som har nätkoncession för en ledning som ansluter egen produktion eller förbrukning. Samtidigt innebär det för den som innehar nätkoncessionen en risk att i framtiden behöva uppfylla kraven om någon extern kund ska ansluta till ledningen. Detta är dock den situation som gäller i dag. Antalet sådana ledningar bedöms i dag vara cirka 20, men antalet kan förväntas öka med en utbyggd och decentraliserad produktion.

För Ei innebär förslaget en förenkling genom att färre företag bedriver nätverksamhet och omfattas av ellagens reglering, bland annat intäktsramsregleringen.

Utredning av systemansvar för icke koncessionspliktiga nät

Utredningens förslag

Ei ges i uppdrag att närmare utreda frågan om systemansvar för icke koncessionspliktiga nät. I den utredningen bör även beaktas EU-domstolens dom i mål C-293/23 den 28 november 2024 om att inga

ytterligare särskiljningskriterier än de i elmarknadsdirektivet kan anges för att reglera vad som är en systemansvarig eller ett system.

Effekter på elsystemet

Koncessionerna regleras inte direkt av EU-rätten. I EU-rätten tillämpas regleringen för elnät om någon bedriver en viss verksamhet. Det är alltså i EU-rätten inte givet att det ska krävas nätkoncession för att en nätinnehavare ska vara systemansvarig och därigenom ha skyldigheter gentemot anslutna kunder avseende bland annat mätning, leveranssäkerhet och avgifter eller att ha det löpande driftansvaret. Detta skiljer sig från regleringen i Sverige där koncessionsinnehav är ett av kriterierna för att bedriva nätverksamhet.

För att det ska vara möjligt att frikoppla nätkoncessionerna från nätverksamhet och systemansvar måste dock ett antal regleringsmässiga frågor utredas, exempelvis hur berörda företag ska identifieras, vad som ska räknas som överföring för annans räkning och hur rent nationella regler ska tillämpas på företag som inte har nätkoncession.

Effekter för olika aktörer

För uppdraget bedöms Ei behöva en årsarbetskraft med en kostnad om 1,2 miljoner kronor, förutsatt att det är personer som är insatta i frågorna från början och vana att göra den här typen av utredningar. Därutöver förväntas även andra intressenter, till exempel Svenska kraftnät och Energiföretagen Sverige, att behöva involveras i arbetet genom bland annat arbete i referensgrupp.

Undantag från krav på åtskillnad och certifiering för vissa sammanlänkningar

Utredningens förslag

En systemansvarig för överföringssystem med en sammanlänkning för överföring och som har certifierats enligt elmarknadsdirektivet i ett annat land undantas från dels de svenska åtskillnadsreglerna i ellagen, dels kravet på certifiering i Sverige enligt lagen (2011:710)

om certifiering av transmissionsnätsföretag för el. Förslaget innebär att beslut i annat land om certifiering som avser en systemansvarig för överföringssystem med en sammanlänkning för överföring gäller direkt i Sverige utan krav på ytterligare åtgärder.

Effekter på elsystemet

Förslaget bedöms få enbart positiva effekter på elmarknaden och dess utveckling, eftersom tillämpningen av EU-rätt tillsammans med nationell rätt underlättas. Detta leder i sin tur till att aktörernas roller och ansvar blir tydligare, vilket effektiviserar elmarknaden i stort.

Regelverket om certifiering och utnämning syftar till att säkerställa att ett företag som innehar ett överföringssystem uppfyller elmarknadsdirektivets krav på åtskilt ägande av överföringssystem och systemansvariga för överföringssystem. Det finns inget legalt utrymme för en medlemsstat att neka certifiering av en systemansvarig för överföringssystem som uppfyller åtskillnadskraven, till exempel med motiveringen att det är önskvärt för utvecklingen av elmarknaden att behålla en ordning med en enda systemansvarig för överföringssystem. Det finns således inga problem vad avser skyddet för kritisk infrastruktur med att fler systemansvariga för överföringssystem kan bli certifierade, eftersom det inte är certifieringen, eller certifieringslagstiftningen i sig, som ger skydd åt kritisk infrastruktur. I stället är det annan lagstiftning som ligger till grund för detta, till exempel lagen (2023:560) om granskning av utländska direktinvesteringar. Utöver detta är det regeringen som beslutar om koncession för sammanlänkningar till andra länder.

Effekter för olika aktörer

Förslaget får främst effekter för Baltic Cable AB, som äger och driver Baltic Cable – en 600 MW likströmskabel mellan Sverige och Tyskland. För att klargöra Baltic Cable AB:s rättsliga status i Sverige är det angeläget att Baltic Cable AB:s status som systemansvarig för överföringssystem i Sverige tydliggörs. Baltic Cable AB är i dag inte certifierat i Sverige som systemansvarig för överföringssystem. Ett legalt hinder är att Baltic Cable AB inte har något nät som

sträcker sig över flera nätregioner i Sverige. Därmed uppfyller inte Baltic Cable AB samtliga kriterier enligt ellagens nuvarande definition av transmissionsnätsföretag. Enligt utredningens förslag avseende terminologi ska även sammanlänkningar för överföring anses vara överföringssystem. Baltic Cable AB:s ställning i det hänseendet skulle därmed klargöras.

Återstår gör då frågan om certifiering. Ett hinder mot certifiering enligt den svenska lagstiftningen torde vara att kravet på ägaråtskillnad inte är uppfyllt, eftersom Sverige saknar lagstiftning för alternativen oberoende systemansvarig (ISO) och oberoende systemansvarig för överföringssystem (ITO). År 2019 certifierades dock Baltic Cable AB som en ITO enligt den tyska energiindustrilagen. Dessutom har EU-domstolen i ett ställningstagande funnit att Baltic Cable AB är systemansvarig för överföringssystem.

Genom förslagets utformning innebär lösningen ingen ytterligare administrativ börda för Baltic Cable AB.

Särskilt utsedd systemansvarig för överföringssystem

Utredningens förslag

De bestämmelser i ellagen med tillhörande förordningar, som endast är relevanta för systemansvariga för överföringssystem som driver ett överföringsnät – i praktiken Svenska kraftnät – justeras så att de endast träffar en sådan systemansvarig.

Ansvarsfördelningen enligt kommissionsförordningar mellan flera systemansvariga för överföringssystem görs genom ett bemyndigande till regeringen att utse en bestämd systemansvarig för överföringssystem med ett överföringsnät att fullgöra de skyldigheter enligt berörda förordningar som berör funktioner som en systemansvarig för överföringssystem med endast en sammanlänkning saknar. Ei ges i uppgift att genom beslut i detalj fastställa ansvarsfördelningen enligt kommissionsförordningarna mellan de systemansvariga för överföringssystem. Beslutet ska också hantera fördelningen av kostnader som är hänförliga till denna ansvarsfördelning.

Effekter på elsystemet

Enligt de av utredningen föreslagna definitionerna är Svenska kraftnät systemansvarig för överföringssystem genom att driva ett överföringsnät medan Baltic Cable AB är systemansvarig för överföringssystem genom att driva en sammanlänkning för överföring. Kraven för dessa olika systemansvariga för överföringssystem behöver särskiljas, eftersom det finns bestämmelser som inte är relevanta för den som enbart driver en sammanlänkning. Här finns det bestämmelser i flera kommissionsförordningar att beakta. Om en systemansvarig för överföringssystem inte har en funktion som är relevant för en eller flera av skyldigheterna enligt förordningen får medlemsstaten i nationell lagstiftning föreskriva att ansvaret hos en systemansvarig för överföringssystem att uppfylla en, flera eller alla skyldigheter enligt förordningen tilldelas en eller flera specifika systemansvariga för överföringssystem. Regeringen bör därför få bemyndigande att utse en ansvarig systemansvarig för överföringssystem, i praktiken Svenska kraftnät, som ska fullgöra dessa skyldigheter.

Effekter för olika aktörer

Förslaget innebär för Svenska kraftnät och Baltic Cable AB ingen förändring mot hur det i praktiken redan fungerar i dag.

Ei kommer på kort sikt behöva resurser för att genom beslut i detalj fastställa ansvarsfördelningen enligt kommissionsförordningarna mellan de systemansvariga för överföringssystem. Utifrån en genomsnittlig kostnad för en årsarbetskraft om 1,2 miljoner kronor uppskattas kostnaden till 300 000–400 000 kronor, förutsatt att det är personer som är insatta i frågorna från början och vana att göra den här typen av utredningar.

Systemansvarig myndighet tas bort

Utredningens förslag

Rollen systemansvarig myndighet tas bort. Uppgifterna för systemansvarig myndighet inarbetas i rollen som systemansvarig för överföringssystem, genom att uppgifterna antingen övergår till samtliga

systemansvariga för överföringssystem eller den systemansvariga för överföringssystem som regeringen bestämmer.

Effekter på elsystemet

Förslaget bedöms få enbart positiva effekter på elmarknaden och dess utveckling, eftersom tillämpningen av såväl EU-rätt som nationell rätt underlättas. Detta leder i sin tur till att aktörernas roller och ansvar blir tydligare, vilket effektiviserar elmarknaden i stort.

Rollen systemansvarig myndighet infördes i samband med elmarknadsreformen 1996. Syftet var att möta behovet av den driftmässiga samordningen av alla delsystem som var sammanknutna via Svenska kraftnäts överföringsnät. Genom utvecklingen av EU-rätten sedan dess har en systemansvarig för överföringssystem i dag merparten av de uppgifter som åligger den systemansvariga myndigheten. Eftersom Svenska kraftnät både är systemansvarig myndighet (begrepp enbart i svensk rätt) och systemansvarig för överföringssystem (begrepp enligt EU-rätten) blir det ibland otydligt i vilken roll Svenska kraftnät agerar i specifika situationer. Det är i dag inte heller tydligt utifrån ellagen vad som ingår i det ansvar som Svenska kraftnät har som systemansvarig myndighet. Vilka specifika ansvarsområden som myndigheten har framgår enbart av förarbetena till ellagen.

Även om EU-rätten inte reglerar myndighetsrollen, så har utvecklingen över tid således lett till en överlappning gentemot rollen som systemansvarig för överföringssystem. Detta skapar en otydlighet både internt och externt om vilket mandat Svenska kraftnät har som systemansvarig myndighet. Sett utifrån är det särskilt svårt att hålla isär innehållet i de angivna rollerna, eftersom termen systemansvarig används i båda sammanhangen. Förhållandet leder också till rättsosäkerhet, eftersom Svenska kraftnäts möjlighet att agera i ett ärende kan vara beroende av om Svenska kraftnät handlar i egenskap av myndighet eller som systemansvarig för överföringssystem.

Effekter för olika aktörer

Under en genomförandetid förväntas omställningen att medföra extra kostnader för Svenska kraftnät för uppdatering av hemsidor och liknande. Kostnader uppskattas dock bli mycket små.

Krav på samhällsekonomisk lönsamhetsbedömning vid ansökan om nätkoncession

Utredningens förslag

Kravet på att med koncessionsansökan lämna in en samhällsekonomisk lönsamhetsbedömning utökas till att gälla samtliga ledningar med en spänning om 220 kilovolt eller mer.

Effekter på elsystemet

Förslaget innebär att kraven på att ansöka om nätkoncession för ledningar om 220 kilovolt eller mer blir lika för alla sökanden. I dag ställs det, sett till formella författningskrav, striktare krav på Svenska kraftnät än på andra aktörer att få nätkoncession för en ledning med en spänning om 220 kilovolt eller mer, eftersom den som söker nätkoncession ska lämna in en samhällsekonomisk lönsamhetsbedömning om ledningen ingår i ett överföringsnät. Om det kravet ska finnas kvar bör det rimligtvis gälla samtliga ledningar med en spänning om 220 kilovolt eller mer. Att lika krav ställs på de sökande ger dem lika förutsättningar, vilket bör främja en samhällsekonomiskt motiverad utbyggnad av ledningar med en spänning om 220 kilovolt eller mer. För en rationell utbyggnad av elnätet är det särskilt viktigt att Svenska kraftnät, som driver och förvaltar det statliga överföringsnätet, inte missgynnas gentemot andra aktörer.

Effekter för olika aktörer

Förslaget innebär ökade kostnader för de aktörer, utöver Svenska kraftnät, som önskar ansöka om nätkoncession för ledningar med en spänning om 220 kilovolt eller mer. En möjlig risk finns för att prövningen av nätkoncessionerna för dessa ledningar fördröjs om

det saknas tydliga kriterier för Ei:s bedömning. Antalet ansökningar uppskattas över tid till någon eller ett fåtal per år.

Alternativet vore antingen att kravet på en samhällsekonomisk lönsamhetsbedömning tas bort även för Svenska kraftnät eller att kravet begränsas till ledningar vars lämplighet motiveras utifrån 2 kap. 12 a § 1 c) ellagen, dvs. ökad nätkapacitet som bedöms vara samhällsekonomiskt lönsam. Det skulle innebära en kostnads- och tidsbesparing för Svenska kraftnät, men ge Ei och regeringen ett mer begränsat beslutsunderlag i koncessionsärendena.

Utredning av vissa koncessionsfrågor

Utredningens förslag

Ei ges i uppdrag att närmare utreda definitionen av en utlandsförbindelse, om nätkoncession för ledningar om minst 220 kilovolt i första hand ska beviljas en systemansvarig för överföringssystem, samt om nätkoncession för ledningar under 220 kilovolt i första hand ska beviljas en befintlig systemansvarig för distributionssystem som är verksam i området på aktuell spänningsnivå.

Effekter på elsystemet

Det kan finnas ett behov av en tydligare definition i ellagen av vad som menas med en utlandsförbindelse. Med en utbyggnad av till exempel havsbaserad vindkraft utanför territorialgränsen – det vill säga inom den ekonomiska zonen eller på internationellt vatten – kan en ledning som från början inte ansluter till ett elnät i ett annat land komma att göra så över tid.

En annan möjlighet att stärka nuvarande ordning med Svenska kraftnät och Baltic Cable AB som systemansvariga för överföringssystem, vore att skriva in i ellagen att, med vissa undantag, endast en systemansvarig för överföringssystem bör få nätkoncession, eller överta en nätkoncession, för ledningar med en spänning om 220 kilovolt eller mer. Möjligheten för systemansvariga för distributionssystem att få nätkoncession för sådana ledningar skulle därmed begränsas.

För att undvika att det etableras nya aktörer med enstaka ledningar och i stället främja en samordnad nätutbyggnad på regionnätsnivå skulle nätkoncession för ledningar under 220 kilovolt i första hand kunna beviljas en befintlig systemansvarig för distributionssystem som är verksam i området

Effekter för olika aktörer

För uppdraget bedöms Ei behöva en årsarbetskraft med en kostnad om 1,2 miljoner kronor, förutsatt att det är personer som är insatta i frågorna från början och vana att göra den här typen av utredningar. Därutöver förväntas även andra intressenter, till exempel Svenska kraftnät och Energiföretagen Sverige, att behöva involveras i arbetet genom bland annat arbete i referensgrupp.

Förtydligad lämplighetsprövning vid koncessionsansökan

Utredningens förslag

Lämplighetsprövningen av den sökande i samband med koncessionsansökan förtydligas i ellagen och kopplas till de grundläggande ansvarsområdena för systemansvariga om den som söker nätkoncession ska bedriva nätverksamhet. Regeringen bemyndigas att ta fram föreskrifter på området.

Effekter på elsystemet

Genom förslaget tydliggörs vilka krav som ställs på den som söker nätkoncession och som ska bedriva nätverksamhet. En tydlig och förutsägbar kravställning bör ha en positiv påverkan på elmarknaden. Den faktiska skillnaden jämfört med nuvarande situation bedöms dock som liten.

Effekter för olika aktörer

En tydlig och förutsägbar kravställning bör underlätta handläggningen av koncessionsansökan för såväl den sökande som Ei. Den faktiska skillnaden jämfört med nuvarande situation bedöms dock som liten. Samtidigt kan förslaget orsaka merarbete när någon ansluter till en sådan ledning och den som innehar ledningen måste uppfylla lämplighetskraven för nätverksamhet.

Krav på samarbete och avtal mellan systemansvariga

Utredningens förslag

Ellagen kompletteras med ett krav på ett formaliserat och kontinuerligt samarbete mellan systemansvariga för överföringssystem och systemansvariga för distributionssystem.

Systemansvariga för distributionssystem med regionnät direkt anslutet till ett överföringsnät, ska ingå ett gemensamt avtal avseende driften av överföringsnätet och regionnätet med den systemansvarige för överföringssystemet, med syfte att säkerställa driftsäkerheten i överföringsnätet och de anslutna regionnäten.

Effekter på elsystemet

Det finns flera centrala frågor, bland annat gällande driftsäkerhet, där det i dag inte råder samsyn mellan Svenska kraftnät som systemansvarig för överföringssystem och de systemansvariga för distributionssystem, i synnerhet innehavarna av regionnät. Det finns dock mycket som kan åstadkommas redan med befintligt regelverk. Det handlar om kunskap om vilket ansvar man har som systemansvarig och tillämpa det regelverk som redan gäller. I det ingår att dialog och samarbete – både formaliserat och frivilligt – måste lyftas. Genom ett gott samarbete mellan jämbördiga parter bör många praktiska problem kunna lösas. Ellagen bör därför kompletteras med ett krav på ett formaliserat och kontinuerligt samarbete mellan systemansvariga för överföringssystem och systemansvariga för distributionssystem i syfte att säkerställa en säker drift, ett säkert och effektivt utbyte av information, samt en samordnad planering och utveckling av sina nät. De systemansvariga bör gemensamt ta

fram och fastställa rutiner för samarbetet. Om de systemansvariga inte kan enas om att fastställa rutiner bör Ei kunna fastställa rutinerna.

Gemensamma överenskommelser genom avtal har fördelen gentemot normgivning att de kan ha en hög detaljeringsgrad och ändras snabbt vid behov. Därför föreslås att systemansvariga för distributionssystem med regionnät direkt anslutet till ett överföringsnät, ska ingå ett gemensamt avtal avseende driften av överföringsnätet och regionnätet med den systemansvarige för överföringssystemet. Syfte med avtalet är att säkerställa driftsäkerheten i överföringsnätet och de anslutna regionnäten.

Effekter för olika aktörer

Framtagandet av ett avtal kommer att involvera Svenska kraftnät, systemansvariga för distributionssystem med regionnät anslutet till överföringsnätet samt troligen även Ei. Arbetet med att ta fram avtalet kommer att vara resurskrävande och uppskattas kräva en årsarbetskraft hos vardera Svenska kraftnät och åtminstone de fem större regionnätsföretagen. Detta innebär sex årsarbetskrafter med en uppskattad kostnad per årsarbetskraft på 1,2 miljoner kronor, dvs. totalt 7,2 miljoner kronor. Beträffande resurser hos Ei skulle vissa resurser som tas upp nedan i avsnittet *Resurser för utökad tillsyn* kunna vara med här, till exempel ska Ei godkänna avtal, medla och lösa tvister. Förmodligen blir uppskattningarna något lägre här än den under Resurser för utökad tillsyn om alternativen ställs mot varandra.

Eftersom det kommer att vara en omfattande process att ta fram dessa avtal, utveckla och enas om avtalsvillkoren bedömer utredningen att parterna bör ha i vart fall ett år på sig efter lagens ikraftträdande att ta fram och ingå avtal. Eventuellt kan det behövas ännu längre tid. I dag är det cirka tio systemansvariga som har ett regionnät direkt anslutet till Svenska kraftnäts överföringsnät.

Utredning om subtransmission

Utredningens förslag

Ei ges i uppdrag att kartlägga frågor och oklarheter kopplade till subtransmission och beskriva problemen.

Subtransmission innebär att det sker parallella flöden mellan nätnivåer, till exempel att överföring sker genom de maskade regionnäten i stället för genom överföringsnätet. Vissa av regionnäten har parallella anslutningar och är vid normal drift parallella och maskade med överföringsnätet.

Effekter på elsystemet

Förslaget bedöms få enbart positiva effekter på elmarknaden och dess utveckling, eftersom det ska leda till att aktörernas roller och ansvar blir tydligare, vilket effektiviserar elmarknaden i stort. Det finns i dag oklarheter i ansvaret för subtransmission avseende krav och finansiering.

Effekter för olika aktörer

För uppdraget bedöms Ei behöva en årsarbetskraft med en kostnad om 1,2 miljoner kronor, förutsatt att det är personer som är insatta i frågorna från början och vana att göra den här typen av utredningar. Därutöver förväntas även andra intressenter, till exempel Svenska kraftnät och Energiföretagen Sverige, att behöva involveras i arbetet genom bland annat arbete i referensgrupp.

Utredning om lagreglering av ansvaret vid kapacitetsbrist

Utredningens förslag

Ei ges i uppdrag att skyndsamt och i samråd med elnätsbranschen närmare utreda utformningen av en eventuell lagreglering av ansvaret för att åtgärda bristande kapacitet i överliggande nät.

Effekter på elsystemet

Frågan om ansvaret vid kapacitetsbrist är av stor principiell betydelse och det är därför angeläget att den skyndsamt kan utredas vidare. Utredningen föreslår därför att Ei får utreda frågan vidare i samråd med elnätsbranschen. Ett sådant utredningsuppdrag bör prioriteras framför de andra utredningsuppdrag som utredningen föreslår kopplade till systemansvar.

Effekter för olika aktörer

För uppdraget bedöms Ei behöva en halv årsarbetskraft med en kostnad om 600 000 kronor, förutsatt att det är personer som är insatta i frågorna från början och vana att göra den här typen av utredningar. Därutöver förväntas även andra intressenter, särskilt Svenska kraftnät och Energiföretagen Sverige, att behöva involveras i arbetet genom bland annat arbete i referensgrupp.

Resurser för utökad tillsyn

Utredningens bedömning

Utredningen bedömer att det behövs ytterligare resurstillskott till Ei för att säkerställa erforderliga resurser och relevant kompetens för att utöva tillsyn med syfte att lösa problematiken avseende systemansvar.

Effekter på elsystemet

En god regelefterlevnad är central för elmarknadens funktion både på kort och lång sikt. För regelefterlevnaden är tillsynen viktig, såväl planlagd som indikationsstyrd. Ett särskilt behov av tillsyn kan förekomma när det rör sig om ett nytt regelverk som inte tidigare har prövats i tillsyn. En sådan tillsyn bör kunna fungera både som en kontroll och som ett stöd i läroprocessen.

Effekter för olika aktörer

Ei uppskattar[6] kostnaden för ökad tillsyn 8,4–12 miljoner kronor årligen under perioden 2026–2031. Detta baseras på bedömningen att det utöver befintlig arbetsgrupp kommer att krävas ytterligare 7–10 personer, med en genomsnittlig kostnad per årsarbetskraft om 1,2 miljoner kronor. Ei ser att området tillsyn kommer att stegvis växa och bli alltmer prioriterat framgent, varav resursbehovet förväntas kvarstå även efter år 2031.

I tabell 11.1 nedan beskrivs övergripande Ei:s bedömning av de arbetsområden som kräver resursförstärkning vid utökad tillsyn. De kompetenser som krävs är både ingenjörer och jurister, framför allt för domstolsöverklaganden.

Tabell 11.1 Utökad tillsyn

Ei:s preliminära bedömning av de tillsynsområden med indikationer om brister som kräver resursförstärkning

Aktivitet	Beskrivning
Tillsyn av regelefterlevnad (Svenska kraftnät)	Nytt (Aldrig granskat): – Tillämpning av provningsplaner för systemskydds- och återuppbyggnadsplan – ER – Systemdriftstillstånd – SO – Certifiering och utbildning av driftspersonal – SO – Anslutningsprocesser och verifiering av krav vid ny- och ombyggnation – DCC – Samordnad avbrottsplanering med DSO – SO – Tillräcklighetsanalyser – SO Pågående och avslutat arbete: – Datautbyte – SO – Nätmodeller – SO – Framtagning av systemskydds- och återuppbyggnadsplan –SO – Framtagning av provningsplan (avslutat) – ER
Tillsyn av regelefterlevnad DSO (cirka 170 stycken)	Nytt: – Anslutningsprocesser och verifiering av krav – RfG – Anmälningar om ombyggnation – DCC och RfG – Datautbyte – SO – Provning av förmågor i systemskydds- och återuppbyggnadsplaner – SO – Planering av tillgänglighetsstatus vid avbrottsplanering med TSO – SO

[6] Skrivelse från Energimarknadsinspektionen den 21 februari 2025.

Aktivitet	Beskrivning
	Pågående arbete: – Avtalsvillkor (13 stycken) – RfG – Information om verifiering av krav (14 stycken) – RfG
Tillsyn av efterlevnad betydande nätanvändare (Antalet SGU:er är stort)	Nytt: – Datautbyte – SO – Provning av förmågor i systemskydds- och återuppbyggnadsplan – ER – Anmälan till nätföretag gällande ombyggnationer (RfG) Pågående arbete: Inget
Tvistlösning	Tillkommer: – Löpande lösning av tvister utifrån inkomna anmälningar, cirka ett tiotal ärenden löpande – Hantering av överklaganden Pågående: Två ärenden som anmälts av producent
Domstolsärenden	Mer tillsyn innebär sannolikt fler domstolsärenden p.g.a. överklaganden
Informationsinsatser	Tillsyn kräver informationsinsatser innan och efter granskningen för transparens och för att resultaten ska få spridning/effekter. Tillsyn innebär också att aktörer tar kontakt med Ei för frågor och vägledning.
Översyn/revidering av föreskrifter	Svenska kraftnät har aviserat att nuvarande regler behöver ändras och har föreslagit ett mycket stort antal nya eller ändrade regler.

Källa: Ei.

Ei har för år 2025 fått ett resurstillskott på 20 miljoner kronor. Detta tillskott kom vid samma årsskifte som tidigare tillfälliga satsningar avslutades. Netto rör det sig därför om en ökning på 13 miljoner kronor. Dessa medel har fördelats ut mellan avdelningar som arbetar med insatser för att förbättra elmarknaden och är således redan medtagna i planeringen av Ei:s pågående verksamhet. De här uppskattade resurserna ska således ses separat från de medel som Ei redan har fått eller äskat. Här bör förtydligas att uppskattningen hör till bedömningen om en utökad tillsyn för att lösa problemet med systemansvar. Utredningens huvudförslag är ett driftsäkerhetsavtal, se ovan under rubriken *Krav på samarbete och avtal mellan systemansvariga*.

Utredning om krav, metoder och villkor som följer av EU-rätten samt nationella bestämmelser

Utredningens bedömning

Förslaget från Svenska kraftnät om krav, metoder och villkor som följer av EU-rätten samt nationella bestämmelser bör utredas närmare inom Regeringskansliet avseende såväl genomförbarhet som innehåll.

Svenska kraftnät har lämnat ett förslag som innebär dels att det tydliggörs att krav, metoder och villkor som följer av EU-rätten är legalt bindande för alla berörda parter, dels att systemansvariga för överföringssystem ska utarbeta ”nationella bestämmelser” som kompletterar ellagen eller EU-rätten och ska prövas av Ei och som efter Ei:s beslut blir legalt bindande.

Effekter på elsystemet

Svenska kraftnäts förslag förefaller ändamålsenligt för att lösa de problem som finns med införandet av kommissionsförordningarna. Om förslaget kan genomföras innebär det ett effektivt sätt att tillämpa kommissionsförordningarna i Sverige. Genomförs förslaget minskar behovet av föreskrifter och reglerna om det särskilda avtalet mellan systemansvariga behövs inte. Samtidigt framgår det av utredningens underlag att det finns oklarheter kring tolkningen av EU-rätten och allmän giltighet av myndighetsbeslut. Dessa oklarheter måste utredas först. Därefter, om förslaget bedöms vara genomförbart, måste de materiella reglerna utformas i samråd mellan berörda parter

Effekter för olika aktörer

För utredningen bedöms Regeringskansliet behöva en årsarbetskraft med en uppskattad kostnad om 1,2 miljoner kronor. Därutöver förväntas även andra intressenter, till exempel Ei, Svenska kraftnät och Energiföretagen Sverige, att behöva involveras i arbetet genom bland annat arbete i referensgrupp.

Utredning om villkorade avtal

Utredningens förslag

Ei ska utreda hur avgiftsstrukturen för villkorade avtal bör vara utformad och om det finns skäl att likt flera länder i Europa tillåta permanenta villkorade avtal och om villkorade avtal ska kunna erbjudas även befintliga kunder. Permanenta villkorade avtal ger ofta en nedsatt effektavgift vilket kan öka incitamenten för flexibla resurser att delta på balansmarknaden.

Ei ska samtidigt se över möjligheten att villkorade avtal kan vidareföras mellan nätnivåer och ytterst till anslutande kunder. Detta säkerställer att ledig kapacitet inte blir inlåst på någon nätnivå och att en överbelastning som uppstår i exempelvis överföringsnätet kan hanteras med villkorade avtal i underliggande nät.

Ei ska slutligen tydliggöra när omdirigering med hjälp av villkorade kan vidtas i förhållande till elmarknaden ordinarie funktion för att inte skapa obalanser för marknadens aktörer.

Effekter på elsystemet

Förslaget bedöms kunna resultera i ett effektivare nätutnyttjande och snabbare anslutning av nya nätkunder utan att driftsäkerheten i elsystemet påverkas negativt. Villkorade avtal lyfts av flera systemansvariga fram som ett planeringsverktyg för att möjliggöra snabbare nätanslutning och främja ett effektivt nätutnyttjande i en framtid med avsevärd osäkerhet om hur den faktiska, sammanlagrade, belastningen i elnätet kommer att utvecklas.

Effekter för olika aktörer

För uppdraget bedöms Ei behöva en årsarbetskraft med en kostnad om 1,2 miljoner kronor, förutsatt att det är personer som är insatta i frågorna från början och vana att göra den här typen av utredningar. Därutöver förväntas även andra intressenter, till exempel Svenska kraftnät och Energiföretagen Sverige, att behöva involveras i arbetet genom bland annat arbete i referensgrupp.

För en potentiell nätkund kan möjligheten till en tidigarelagd nätanslutning vara den främsta drivkraften för att ingå en villkorat

avtal med en systemansvarig. Värdet av den eventuella flexibilitet som krävs motiveras då primärt av den förväntade lönsamheten hos företaget av att förädla el till en slutprodukt eller tjänst som den kan sälja på världsmarknaden. Om det villkorade avtalet dessutom leder till en något reducerad anslutningsavgift kan det på marginalen påverka ett investeringsbeslut. Eftersom ett villkorat avtal ofta erbjuds som ett alternativ till tidskrävande och kostsamma förstärkningar av elnätet är det rimligt att anta att en villkorad anslutning i vissa fall medför mindre kundspecifika kostnader för den systemansvarige och att en kostnadsriktig anslutningsavgift därför bör vara något lägre.

Nettonyttan för en potentiell nätkund varierar från fall till fall, men de samlade nyttorna måste vägas mot de merkostnader som nätkunden ådrar sig för att uppfylla de flexibilitetskrav som avtalet ställer.

Skyldighet för systemansvariga att lämna uppgifter till Ei om avgifter och övriga villkor för transport av el

Utredningens förslag

Regeringen ger Ei bemyndigande att meddela föreskrifter om skyldighet för systemansvariga att lämna uppgifter till Ei om avgifter och övriga villkor för transport av el.

Effekter på elsystemet

Enligt 4 kap. 25 § ellagen är nätföretag i dag skyldiga att informera elanvändarna om nätavgiftens struktur. Denna information bör dock göras mer tillgänglig även för andra marknadsaktörer. Det är viktigt att nätkunder, balansansvariga parter och elhandlare har enkel och tydlig tillgång till information om nätavgiftens utformning i olika nätområden, inklusive detaljer om avgiftskomponenternas nivåer. Detta skulle exempelvis kunna ske genom publicering på Ei:s webbplats eller via ett framtida nationellt dataregister. Ökad transparens gör det enklare för nätkunder att bedöma värdet av planerbarhet och flexibilitet samt skapar förutsättningar för tredje part att erbjuda kostnadseffektiva optimeringstjänster till fördel för både nätkunder

och elnätet i stort. Detta är också något som flera marknadsaktörer har påpekat till utredningen.

Regeringen bör därför använda sitt bemyndigande i 4 kap. 24 § ellagen och ge Ei rätt att utfärda föreskrifter som ålägger systemansvariga att till Ei rapportera uppgifter om avgifter och villkor för transport av el.

Effekter för olika aktörer

Förslaget medför formellt ett nytt rapporteringskrav för de systemansvariga och ett nytt åtagande för Ei att ta emot och behandla de inrapporterade uppgifterna. En motsvarande årlig inrapportering sker dock redan genom ett föreläggande från Ei. Den faktiska skillnaden för såväl systemansvariga som Ei bör därför bli mycket begränsad.

11.4.2 Balansansvar

Nya definitioner i ellagen

Utredningens förslag

I ellagen införs följande definitioner i enlighet med EU-rätten:

- Leverantör av balanstjänster: en marknadsaktör som tillhandahåller balansenergi eller balanskapacitet för systemansvariga för överföringssystem.
- Balansansvarig part: en marknadsaktör eller dennes valda företrädare som ansvarar för aktörens obalanser på elmarknaden.

Effekter på elsystemet

Förslaget i sig innebär ingen förändring mot hur regelverket tillämpas i dag, men innebär ett förtydligande som underlättar rättstillämpningen. Marknadsaktörerna leverantör av balanstjänster och balansansvarig part definieras i EU:s elmarknadsförordning. Marknadsaktörernas uppgifter regleras ytterligare i kommissionsförordningen EB. Regleringen genomförs i praktiken genom de villkor som Svenska

kraftnät föreslår och Ei beslutar om för leverantör av balanstjänst och genom revidering av de villkor som gäller för balansansvarig part.

För att tydliggöra gällande regelverk och därigenom öka förutsättningarna för elmarknaden att fungera på ett ändamålsenligt sätt bör även ellagen och berörda förordningar särskilja marknadsaktörernas uppgifter och harmonisera deras respektive ansvar med EU-rätten på området.

Effekter för olika aktörer

Förslaget i sig innebär ingen förändring mot hur regelverket tillämpas i dag, men tydliggör rollerna.

Dubbelreglering tas bort

Utredningens förslag

I ellagens tas de bestämmelser om balansansvar bort som även framgår av direkt tillämplig EU rätt, nämligen EU:s elmarknadsförordning och kommissionsförordningen EB.

Effekter på elsystemet

Förslaget i sig innebär ingen förändring mot hur regelverket tillämpas i dag, men innebär ett förtydligande som underlättar rättstillämpningen.

Effekter för olika aktörer

Förslaget i sig innebär ingen förändring mot hur regelverket tillämpas i dag.

Rapportering av produktionsplaner

Utredningens förslag

I förordningen (2023:241) om det nationella elsystemet införs en bestämmelse om att leverantörer av balanstjänster ska rapportera planerad produktion till Svenska kraftnät.

Effekter på elsystemet

Kraven att balansansvariga ska förse Svenska kraftnät med produktionsplaner, som tidigare fanns i 4 § förordningen (1994:1806) om systemansvaret för el, togs bort eftersom dessa planer enligt SO GL ska lämnas av så kallade planeringsombud. Det är dock i dagsläget inte praktiskt möjligt för Svenska kraftnät att ta emot planer från andra än de balansansvariga företagen.

Effekter för olika aktörer

Förslaget i sig innebär ingen förändring mot hur regelverket tillämpas i dag, men säkerställer att Svenska kraftnät kan hämta in nödvändiga uppgifter. Åtgärden är enligt Svenska kraftnät mycket angelägen och måste genomföras snarast.

11.4.3 Kundskydd

Utpekad sistahandsleverantör ersätter anvisad elleverantör

Utredningens förslag

Bestämmelser om anvisade avtal i 9 kap. 3–10 §§ ellagen tas bort. Avtal kommer att krävas för att elleverans ska ske.

En ny modell införs med en utpekad sistahandsleverantör med leveransskyldighet gentemot elanvändare med en förväntad förbrukning under 100 000 kilowattimmar. Den utpekade sistahandsleverantören utses av nätföretag baserat på den elleverantör som har störst marknadsandel inom en nätföretagets nätkoncession för område eller nätkoncessioner för områden som redovisas samlat enligt 3 kap. 51 §. Beräkningen av störst marknadsandel beräknas per den

1 december utifrån den som under den föregående tolvmånadersperioden har levererat högst antal kilowattimmar el till elanvändare med en förväntad förbrukning under 100 000 kilowattimmar.

En ny modell införs även avseende sistahandsleverantör vid förlust av balansansvar och konkurs, där kunder i stället kommer att flyttas till den leveransskyldige sistahandsleverantören som utsetts av nätföretag enligt den föreslagna bestämmelsen i 9 kap. 3 §.

Överväganden om alternativa modeller

Införandet av en anpassad version av den finska modellen är enligt utredningen det förslag som kan genomföras samhällsekonomiskt effektivt med tillfredställande överensstämmelse gentemot EU-lagstiftningen. Ett upphandlingsförfarande bedömer utredningen vara en långtgående och alltför kostsam åtgärd. En modell likt den danska kräver dels ett införande av ett dataregister för att fungera, dels en större omstöpning av slutkundsmarknaden och en mer omfattande tillsyn gentemot elleverantörerna, som alla är leveransskyldiga. Likaså hade en annan lösning krävts för att utse sistahandsleverantör vid förlust av balansansvar och konkurs eftersom det i Danmark tillämpas en fördelningsmekanism som inkluderar tillämpning av en prisreglering.

Effekter på slutkundsmarknaden

Utredningens förslag har lagts fram med utgångspunkt i att det ska bidra till god konkurrens och ökad aktivitet på slutkundsmarknaden. Ökad aktivitet hos elanvändare kan i sin tur framöver bidra till större möjligheter för flexibilitet. Förslaget innefattar också en leveransskyldig sistahandsleverantör för att tillförsäkra en kontinuerlig strömförsörjning och ge skydd åt utsatta kunder.

Det har i utredningen framkommit att aktörer i branschen allt oftare frånkopplar elleveransen till en uttagspunkt så snart det inte finns ett avtal med en elanvändare. Det innebär att praxis även i den nuvarande ordningen går mot att avtal krävs för leverans av el ska ske. Det är alltså inte längre lika vanligt att el finns tillgängligt när en elanvändare tillträder en bostad eller lokal, om inte elanvändaren dessförinnan tagit kontakt med nätföretaget. Utredningens förslag

om en reglering som uttryckligen föreskriver att nät- och elavtal krävs för leverans av el kommer att accelerera denna utveckling. Utredningen anser dock att ett krav på att avtal ska tecknas innan leverans sker är en enkel ordning som elanvändare lätt torde kunna anpassa sig till.

Viktigt för en fungerade övergång till systemet är att det finns möjlighet till spänningssättning och frånkoppling på distans inom godtagbara tidsramar. Med dagens tekniska möjligheter till spänningssättning och frånkoppling på distans bör ett införande av modellen innebära att leverans kan påbörjas inom tillfredställande tidsramar. Utredningen utesluter inte att beroendet av el för uppvärmning, främst hos fastighetsägare till småhus, kan leda till skador på en fastighet om fastighetsägaren inte har observerat att avtal ska tecknas för att leverans ska ske. Utredningen anser dock att det är en rimlig utgångspunkt att tillämpa en modell där elanvändare inte har anledning att förutsätta att leverans sker utan avtal. Utredningen bedömer även att risk för skada kan mildras av att rätt information förmedlas i samband med införandet av den nya modellen och genom fortsatt information från branschens aktörer. Ett införande av ett dataverktyg som effektiviserar ingående av avtal och kommunikation mellan elleverantör och nätföretag kan också bidra till minskad risk för skada, eftersom det kan leda till kortare frister innan leverans kan påbörjas.

Priserna för de kunder som i dagsläget är anvisade en elleverantör kommer med utredningens förslag att bli marknadsbaserade, i den mening att dessa kunder inte automatiskt blir tilldelade en elleverantör utan måste välja mellan erbjudanden på marknaden. Om utsatta kunder inte erbjuds möjlighet att teckna avtal hos elleverantörer på marknaden finns det genom utredningens förslag en aktör i varje nätområde som är leveransskyldig i egenskap av sistahandsleverantör. Denna aktör ska erbjuda en produkt ur sitt standardsortiment. Utredningen bedömer att detta förslag leder till ökad konkurrens på marknaden, eftersom samtliga kunder förutsättas vara aktiva och välja mellan marknadsbaserade erbjudanden. Samtidigt erbjuder modellen en trygghet för utsatta kunder, som har en sistahandsleverantör att vända sig till som är en stor aktör på marknaden. Sistahandsleverantören erbjuder därtill inte ett särskilt avtal med särskilda priser för utsatta kunder, utan dessa erbjuds något av de avtal som erbjuds övriga elanvändare.

I överväganden kring införandet av en ny modell har utredningen beaktat om den omständighet, att elleverantören med störst marknadsandelar utses till sistahandsleverantör, kan leda till en cementering av marknaden. Utredningen har bedömt att den föreslagna modellen inte innebär någon betydande risk för cementering av marknaden. Utredningen understryker att denna aktör inte automatiskt får kunder anvisade till sig. Utgångspunkten är att samtliga elanvändare fritt ska välja en av de många elleverantörer som finns på marknaden. Utredningen bedömer att elanvändare bör informeras om sistahandsleverantörernas roll, men att det – för att motverka eventuella negativa effekter för konkurrensen – är viktigt att informera elanvändare om att de fritt ska välja en aktör på marknaden. Om det föreligger risk för att en elanvändare med tendens till passivitet väljer att teckna avtal med sistahandsleverantören anser utredningen att det främst bör vidtas informationsåtgärder för att förhindra negativa effekter för konkurrensen. Skälet till det är dels att utredningen anser det vara motiverat med att utse sistahandsleverantören på detta sätt, dels att det inte hittills framkommit att modellen har lett till cementering på den finska marknaden, där kundaktiviteten är hög. Vidare förekommer tendensen att välja ett fullsäljande större bolag som elleverantör även bland dem som har tecknat ett avtal på en fri marknad och som i dagsläget inte har ett anvisningsavtal. Utredningen anser inte att det krävs någon annan åtgärd än tydlig information för att främja att de nuvarande anvisningskunder väljer en annan elleverantör än sistahandsleverantören. Denna risk förekommer i sig i även i en fri marknad och kan inte helt undvikas. Vad gäller de nuvarande anvisningskunderna är det också möjligt att de, när de ombeds teckna elavtal, kommer att välja ett elavtal hos den anvisade elleverantören.

Utredningen kan vid beaktande av vilka elleverantörer som är störst i Sverige i dagsläget[7] konstatera den utsedda sistahandsleverantören sannolikt kommer att vara koncernbolag till ett nätföretag. Även om sistahandsleverantören sannolikt även fortsättningsvis kommer att vara koncernbolag till ett nätföretag kommer anvisning inte att ske automatiskt till denna. Motivet att förbättra kon-

[7] Dagens industri, *Fortum ohotat i topp som Sveriges största elhandelsbolag – Energimarknaden*, hämtat den 20 mars 2025 från: https://energimarknaden.di.se/fortum-ohotat-i-topp-som-sveriges-storsta-elhandelsbolag/?utm_campaign=EM_Betalbrev_Dagligt&utm_medium=email&utm_source=Eloqua&details=EM_Betalbrev_Dagligt&elqcst=272&elqcsid=1263.

kurrensen uppfylls genom att en elleverans framöver förutsätter att en elanvändare tecknar avtal, dvs. att det inte längre sker en automatisk anvisning av elanvändare.

Utredningen bedömer att förslaget inte öppnar upp för fler möjligheter för oseriösa aktörer att agera på marknaden. De kunder som för närvarande har anvisad elleverantör ska välja elavtal. Utredningen bedömer att myndigheter och marknadsaktörer kan och bör ge lämplig stöttning inför förändringen.

Utredningen noterar att den omständighet, att sistahandsleverantören genom förslaget är den aktör med störst marknadsandelar, i sig inte under alla omständigheter utesluter att en sådan aktör kan uppvisa brister som gör att utsatta kunder inte får avsett skydd. Utredningen betraktar dock denna risk som liten och anser att arbete för att stävja oseriöst agerande bland marknadens aktörer krävs oavsett vilken modell som införs för att ersätta anvisningssystemet.

Utredningen anser att ett dataregister kan bidra till en smidigare hantering av bland annat leverantörsbyten och att införandet av ett dataregister bör utredas (se kapitel 9). För ett införande av den modell som utredningen föreslår, och som liknar den finska, bedöms ett sådant register inte vara fullt nödvändigt, men förordas likväl av utredningen. Ett dataverktyg skulle innebära att en avveckling av anvisningssystemet kan ske kostnadseffektivt för berörda aktörer och medge en godtagbar hantering vid från- och påkoppling av uttagspunkter och vid leverantörsbyten. Det kan som jämförelse nämnas att det har framförts till utredningen att det, vid ett införande av en modell liknande den danska, är absolut nödvändigt med ett dataregister.

Effekter för olika aktörer

Ett avskaffande av anvisningssystemet kräver framförhållning. Även om den nya ordningen i sig bör vara enkel att förstå för en elanvändare – med budskap såsom ”inget avtal – ingen el”, kräver förändringen noggrann planering. Marknadens aktörer bör förbereda sig på förändringen och analysera vilka åtgärder som krävs för en smidig övergång. Information bör vara tydlig och lättillgänglig från såväl myndigheter som branschens aktörer. Utredningen bedömer att gemensam planering och rutiner bör tas fram av myndigheter

och branschens aktörer inför förändringen. Det behövs exempelvis justerade rutiner om uppsägning av avtal och frånkoppling av uttagspunkt, om ingående av avtal inklusive överväganden kring förskott, säkerhet och utarbetande av rutiner för nätföretag i händelse av förlust av balansansvar eller konkurs. Exempelvis kommer de allmänna villkor som tagits fram av Energiföretagen Sverige efter överenskommelse med Konsumentverket i viss mån att behöva omarbetas. Vidare bör det exempelvis lämpligen bearbetas och förmedlas information till mäklar- eller fastighetsförmedlingar, som kan informera en köpare eller hyresgäst om vikten att teckna nät- och elavtal i god tid inför tillträde. Utredningen anser att berörda myndigheter bör förse marknadsaktörerna med lämpligt stöd i arbetet med anpassning till den nya ordningen. Särskilda informationsinsatser kan krävas gentemot grupper i samhället som har begränsade kunskaper i det svenska språket.

Vad gäller de kostnader som förslaget kommer att medföra ska följande framföras. För Ei innebär avskaffande av ett anvisningssystem behov av resurser till informationsinsatser och till stöd för branschens aktörer kring det nya regelverket och dess införande. Vidare krävs resurser för tillsyn av reglerna i såväl 9 kap. ellagen som bestämmelserna i 8 kap. ellagen kopplat till förlust av balansansvar eller konkurs. Ei har uppgett att de behöver en resursförstärkning motsvarande en årsarbetskraft motsvarande 1,2 miljoner kronor.

I viss mån kan utredningens förslag kräva medverkan av Konsumentverket exempelvis vad gäller omarbetningen av allmänna villkor. En sådan omarbetning berör även Energiföretagen Sverige.

För merparten av de elleverantörer som i dagsläget är anvisade försvinner den automatiska tillströmningen av kunder genom anvisning. Det kan innebära en minskad kostnad för administration av anvisningskunder, men i stort förblir troligen kostnadsbasen densamma. Förslaget kan leda till viss konsolidering på marknaden, om det finns mindre elleverantörer där den automatiska tillströmningen av anvisningskunder är viktig samtidigt som kostnadsbasen består. För den elleverantör som utses till sistahandsleverantör kommer införandet av modellen att innebära kostnader för framtagande av rutiner och andra förberedelser. Vidare kommer sannolikt de administrativa kostnaderna för hantering av utsatta kunder att öka. Samtidigt bedömer utredningen att det finns goda möjlig-

heter för sistahandsleverantören att ta fram rutiner för att effektivisera hanteringen av sådana utsatta kunder, för att minska kostnaderna för en eventuellt ökad hantering.

Förslaget kommer att innebära kostnader för att underrätta de anvisade kunderna om den kommande förändringen, för såväl de nuvarande anvisade elleverantörerna som för sistahandsleverantörer i de fall anvisade kunder flyttas över till sistahandsleverantören. Energiföretagen Sverige har uppgett att kunder med anvisade avtal är den kundgrupp som i minst omfattning anger telefonnummer eller e-postadress till elleverantören, vilket i sådana fall innebär behov av kostsam kommunikation via post eller annan digital postlåda.

Vad gäller förslaget om sistahandsleverantör vid förlust av balansansvar eller konkurs finns det en likviditetsrisk för den leveransskyldige leverantören som ska ta emot en potentiellt större skara kunder som drabbats av elleverantörs konkurs. Denna risk föreligger även i dagsläget. Utredningen anser att en större aktör, i enlighet med vårt förslag, bedöms ha bäst förutsättningar att ta emot denna kundgrupp.

För slutkunderna blir den främsta konsekvensen att avtal behöver tecknas med nätföretag och elleverantör innan tillträde till bostad eller lokal, för att kunderna ska vara säkra på att el finns tillgängligt vid ett visst datum. Om en kund missar att teckna dessa avtal kan det innebära att kunden står utan el till dess att den kan kopplas på. Hur lång tid det dröjer beror på vilka rutiner som nätföretag och elleverantörer kan utarbeta. Enligt allmänna villkor i Finland ska elen kunna kopplas på inom 14 dagar, men det kan också gå snabbare än så. Om en kund står utan el bör det dock beaktas vilka konsekvenser det kan få. Vi har exempelvis i Sverige ett högre elberoende för uppvärmning än i Finland. Samtidigt har utredningen inte någon kännedom om att den finska ordningen lett till skador på fastighet eller person. Kunderna tycks ha anpassat sig till omständigheten att elavtal bör tecknas med viss framförhållning. Utredningen anser, som anförts ovan, inte att det svenska beroendet av el för uppvärmning som en omständighet som talar emot ett införande av förslaget, särskilt eftersom det även i nuläget blir allt vanligare att frånkoppling sker från uttagspunkt om det inte föreligger avtal.

Förslaget garanterar inte att en elanvändare, som i dagsläget har ett anvisat avtal, får lägre elräkningar. Eftersom elanvändaren ska välja en marknadsbaserad produkt samtidigt som sistahandsleve-

rantören är skyldig att tillhandahålla en produkt ur standardsortimentet, kommer elanvändaren dock inte längre att betala mer per kWh för en särskild avtalstyp jämfört med andra elanvändare som har ett rörligt avtal ur standardsortiment.

Utredningen har särskilt haft att beakta utsatta kunder. Dessa kunder har även i dag rimligen möjlighet att hos många elleverantörer teckna ett elavtal, särskilt med beaktande av att det finns möjlighet för elleverantörer att ta ut förskott eller säkerhet inför ingående av avtal. Men för det fall att utsatta kunder nekas elavtal innebär utredningens förslag att dessa kunder kan vända sig till sistahandsleverantören för att få ta del av ett marknadsbaserat erbjudande. Det innebär en trygghet för utsatta kunder, som har en stabil aktör i form av en sistahandsleverantör att vända sig till. Utredningen anser inte att det i lag bör regleras i vilken utsträckning sistahandsleverantören får ta ut förskott eller säkerhet av dessa kunder. En sådan reglering har i dagsläget arbetats fram av aktörerna på marknaden och utredningen anser att det är en lämplig ordning även fortsättningsvis, med viss betoning från utredningens sida om att syftet med sistahandsleverantören är att tillförsäkra en kontinuerlig strömförsörjning.

I vilken mån sistahandsleverantören anser det vara lämpligt att tillämpa förskott eller säkerhet gentemot kunder kan dock inte uteslutas vara av betydelse för socialnämnderna. Vid beviljat ekonomiskt bistånd bör dock rimligen behovet av förskott eller säkerhet vara lågt. Utredningen ser att sistahandleverantören i egenskap av en större aktör på marknaden bör ha möjlighet att vid behov ta fram rutiner för hantering av ärenden som rör utsatta kunder och som exempelvis innefattar kontakt med socialnämnd. Möjligen kan ett extra skydd för utsatta kunder övervägas i form av en reglering om att säkerhet eller förskott inte får begäras om en individ har beviljats ekonomiskt bistånd. Det har dock inte framkommit för utredningen att begäran om förskott eller säkerhet skulle utgöra ett problem. Utredningen anser att denna fråga vid behov lämpligen hänskjuts för vidare hantering av Konsumentverket i samarbete med Energiföretagen. För den grupp av kunder som inte betraktas som utsatta, men som har svårt att fatta beslut eller ta till sig information, bedömer utredningen är det är vanskligt att vidta någon särskild åtgärd inom ramen för den nya regleringen. Har en person inte förmåga att teckna ett elavtal på grund av andra skäl än som hänför sig

till energifattigdom anser utredningen att det är en fråga för det nuvarande sociala skyddsnätet, med exempelvis goda män eller förvaltare. Ytterligare skydd för utsatta kunder finns i nuvarande bestämmelser om bortkoppling och i det avseendet föreslår utredningen inga förändringar.

Utredningen bedömer att förslaget inte öppnar upp för fler möjligheter för oseriösa aktörer att agera på marknaden. De kunder som för närvarande har anvisad elleverantör ska välja elleverantör och elavtal. Utredningen bedömer att myndigheter och marknadsaktörer kan och bör ge lämplig stöttning inför förändringen.

11.4.4 Dataverktyg

Utredningens förslag

Utredningen föreslår att regeringen ger Ei i uppdrag att i samråd med Svenska kraftnät, Energimyndigheten, Integritetskyddsmyndigheten och Myndigheten för samhällsskydd och beredskap, ta fram förslag till ett verktyg som på ett säkert sätt förbättrar tillgången till data i elmarknaden. I uppdraget bör ingå att utreda vilka funktioner verktyget ska ha, kostnaden och tidsplanen för att utveckla verktyget, hur det ska ägas, förvaltas och finansieras samt att ta fram nödvändiga författningsförslag.

Effekter för olika aktörer

Ei uppskattar att kostnaden för att genomföra förslaget kommer uppgå till tre till fem årsarbetskostnader om 1,2 miljoner kronor, dvs. totalt mellan 3,6 och 6 miljoner kronor. Vid lämnandet av kostnadsuppskattning har Ei beaktat följande. Uppdraget har en annan inriktning och syfte än det arbete som genomförts av Ei sedan tidigare (då i relation till en elhandlarcentrisk modell). Det innebär att det är osäkert om det tidigare arbete kan återanvändas. Det finns dock visst underlag som delvis kan återanvändas och personal som är bekant med frågeställningarna. En försvårande faktor för genomförandet av uppdraget är att det eventuellt föreligger striktare krav avseende säkerhet och integritet samt nya regelverk från EU. Det kräver en bredare kompentens och deltagande hos olika myndigheter.

Ett införande av ett dataverktyg kommer också att kräva att andra aktörer i branschen deltar.

Utredningen konstaterar att ett dataregister skulle främja flexibilitet i elsystemet och bidra till en effektiv datahantering. Ett dataregister skulle bidra till en förenklad och bättre kundupplevelse, vilket gynnar förtroendet för såväl branschen som elmarknaden. Likaså skulle myndigheter få bättre tillgång till statistik för att genomföra analyser. Samtidigt är det viktigt att frågan utreds av Ei med stöd av andra berörda myndigheter eftersom såväl integritets- som säkerhetsaspekter berörs.

11.4.5 Sammanfattande tabell över kostnader för staten

Tabell 11.2 Sammanfattning av uppskattade kostnader för statliga myndigheter i anledning av utredningens förslag angivet i kronor

	Ei	Svk	RK	Övriga
Terminologi anpassad till EU-rätten	1,2 miljoner	Mycket små extra kostnader		
Utredning av systemansvar för icke koncessionspliktiga nät	1,2 miljoner	Svk behöver delta i arbetet		
Särskilt utsedd systemansvarig för överföringssystem	300 000–400 000			
Systemansvarig myndighet tas bort		Mycket små extra kostnader		
Utredning av vissa koncessionsfrågor	1,2 miljoner	Svk behöver delta i arbetet		
Krav på samarbete och avtal mellan systemansvariga	Ei behöver delta i arbetet	1,2 miljoner		
Resurser för utökad tillsyn	8,4–12 miljoner årligen under 2026–2031*			
Utredning om subtransmission	1,2 miljoner	Svk behöver delta i arbetet		
Utredning om lagreglering av ansvar vid kapacitetsbrist	600 000	Svk behöver delta i arbetet		

	Ei	Svk	RK	Övriga
Utredning om krav, metoder och villkor som följer av EU-rätten samt nationella bestämmelser	Ei behöver delta i arbetet	Svk behöver delta i arbetet	1,2 miljoner	
Utredning om villkorade avtal	1,2 miljoner	Svk behöver delta i arbetet		
En ny modell för sistahandsleverantör	1,2 miljoner			Konsument-verket behöver i viss mån delta i arbetet
Dataverktyg	3,6–6 miljoner			IMY och MSB behöver delta i arbetet.

* Uppskattningen hör till bedömningen om en utökad tillsyn för att lösa problemet med systemansvar. Utredningens huvudförslag är dock ett driftsäkerhetsavtal.

12 Författningskommentar

12.1 Förslaget till lag om ändring i lagen (1994:1776) om skatt på energi

11 kap.

5 §

Skyldig att betala energiskatt (skattskyldig) är den som i Sverige
1. framställer skattepliktig elektrisk kraft (producent),
2. är nätinnehavare,
3. godkänts som frivilligt skattskyldig enligt 6 §, eller
4. innehar ett elnät för vilket koncession inte meddelats och som via detta elnät för in elektrisk kraft till Sverige.

Skattskyldig enligt första stycket 1 är inte den som framställer elektrisk kraft enbart i enlighet med 2 § första stycket 1 a och b. Skattskyldig enligt första stycket 2 är inte *en systemansvarig för överföringssystem som är en myndighet*. Införsel av elektrisk kraft till Sverige via ett elnät på Öresundsbron medför inte att den som för in den elektriska kraften blir skattskyldig för införseln enligt första stycket 4.

Paragrafen behandlar frågan om vem som är skattskyldig för energiskatt på elektrisk kraft.

I *andra stycket* ändras undantaget från skattskyldighet för Affärsverket svenska kraftnät med anledning av att den nuvarande rollen systemansvarig myndighet i 8 kap. 1 § ellagen tas bort. Förslaget behandlas i avsnitt 5.3.5 och 5.3.7.

7 §

Skyldigheten att betala energiskatt inträder
1. för den som är skattskyldig enligt 5 § första stycket 1, 2 eller 3, när skattepliktig elektrisk kraft
   a) överförs till någon som inte är skattskyldig enligt 5 § första stycket 1, 2 eller 3, eller

b) förbrukas av den skattskyldige, och

2. för den som är skattskyldig enligt 5 § första stycket 4, när elektrisk kraft förs in till Sverige.

Skattskyldighet enligt första stycket 1 a inträder inte vid överföring av elektrisk kraft till *ett* elnät som ägs *eller förvaltas av en systemansvarig för överföringssystem som är en myndighet*.

Skattskyldighet enligt första stycket 1 a inträder inte vid överföring av elektrisk kraft till ett järnvägsfordon om den elektriska kraften omfattas av 18 § första stycket.

Skattskyldighet enligt första stycket 1 inträder inte om skattskyldighet för den elektriska kraften redan har inträtt, utom i fråga om elektrisk kraft som omfattas av rätt till återbetalning enligt 13 §.

Paragrafen behandlar frågan om när skyldigheten att betala energiskatt på elektrisk kraft inträder.

I andra stycket ändras undantaget från att skyldighet att betala energiskatt inträder vid överföring till det statliga överföringssystem som förvaltas av Affärsverket svenska kraftnät. Ändringen sker med anledning av att den nuvarande rollen systemansvarig myndighet i 8 kap. 1 § ellagen tas bort. Förslaget behandlas i avsnitt 5.3.5 och 5.3.7.

12.2 Förslaget till lag om ändring i ellagen (1997:857)

1 kap.

2 §

Lagen är indelad i följande kapitel:

– 1 kap. Inledande bestämmelser,
– 2 kap. Nätkoncession och ledningar vid trafikleder,
– 3 kap. *Systemansvar*,
– 4 kap. Anslutning till elnätet och *transport* av el,
– 5 kap. Intäktsram för nätverksamhet,
– 6 kap. Mätning av *transporterad* el,
– 7 kap. Kommunala elföretag,
– 8 kap. *Balansansvar*,
– 9 kap. Leverans av el och aggregeringstjänster,
– 10 kap. Avbrottsersättning,
– 11 kap. Avbrytande av *distribution* av el till konsumenter,
– 12 kap. Tillsyn m.m., och
– 13 kap. Övriga bestämmelser.

I paragrafen finns en innehållsförteckning för lagen. Den ändras med anledning av att rubrikerna till 3, 4, 6 och 11 kap. ändras till följd av ändrad terminologi i 1 kap. 4 § samt att ett nytt 8 kap. införs.

4 §

Ord och uttryck i lagen har samma betydelse som i elsäkerhetslagen (2016:732).

I övrigt avses i lagen med

Acer: den byrå som inrättats genom Europaparlamentets och rådets förordning (EG) nr 713/2009 av den 13 juli 2009 om inrättande av en byrå för samarbete mellan energitillsynsmyndigheter,

aggregering: en sammanslagning av flera elanvändares förbrukning eller sammanslagning av producerad el för försäljning, anskaffning eller auktionering på elmarknader,

aggregeringstjänst: en tjänst som förutsätter aggregering,

balansansvar: det ekonomiska ansvaret för att det nationella elsystemet tillförs lika mycket el som tas ut i en uttagspunkt eller att lika mycket el tas ut från systemet som det tillförs i en inmatningspunkt,

balansansvarig part: en marknadsaktör eller dennes valda företrädare som ansvarar för aktörens obalanser på elmarknaden,

distribution: *transport* av el för någon annans räkning genom ett lokalnät eller ett regionnät,

dynamiska elpriser: priser som återspeglar de priser som vid varje tidpunkt gäller på spotmarknaderna med ett intervall som minst motsvarar frekvensen för avräkning på marknaden,

efterfrågeflexibilitet: att en elanvändare ändrar sin förbrukning jämfört med sitt normala eller nuvarande förbrukningsmönster som ett svar på marknadssignaler eller med anledning av att någon har antagit elanvändarens anbud att minska eller öka sin förbrukning mot en bestämd ersättning på en sådan organiserad marknad som avses i artikel 2.4 i kommissionens genomförandeförordning (EU) nr 1348/2014 av den 17 december 2014 om rapportering av uppgifter för att genomföra artikel 8.2 och 8.6 i Europaparlamentets och rådets förordning (EU) nr 1227/2011 om integritet och öppenhet på grossistmarknaderna för energi,

elleverantör: den som yrkesmässigt levererar el,

elmarknadsdirektivet: Europaparlamentets och rådets direktiv (EU) 2019/944 av den 5 juni 2019 om gemensamma regler för den inre marknaden för el och om ändring av direktiv 2012/27/EU, i lydelsen enligt Europaparlamentets och rådets direktiv (EU) 2024/1711,

energilagringsanläggning: en sådan anläggning i elsystemet som används för att i systemet skjuta upp den slutliga användningen av el till en senare tidpunkt än produktionstillfället eller för omvandling av elenergi till en form av energi som kan lagras, lagringen av den energin och den följande återomvandlingen av energin till el eller någon annan energibärare,

EU:s elmarknadsförordning: Europaparlamentets och rådets förordning (EU) 2019/943 av den 5 juni 2019 om den inre marknaden för el,

fastkraftsavtal: avtal om att under en angiven tid leverera en fastställd mängd el,

icke frekvensrelaterad stödtjänst: en stödtjänst som används av *en systemansvarig* för spänningsreglering i stationärt tillstånd, snabba inmatningar av reaktiv effekt, tröghet för upprätthållande av stabiliteten i lokalnät, kortslutningsström samt förmåga till dödnätsstart och till ödrift,

inmatningspunkt: den punkt på elnätet där en elproducent, enligt avtal med *en systemansvarig*, matar in el från en produktionsanläggning,

intäktsram: de samlade intäkter som en nätkoncessionshavare högst får uppbära från nätverksamheten under en tillsynsperiod,

konsument: en fysisk person som el *transporteras* eller levereras till huvudsakligen för ändamål som faller utanför näringsverksamhet,

laddningspunkt: ett gränssnitt där el kan *transporteras* till ett elfordon i taget eller där batteriet på ett elfordon i taget kan bytas ut,

leveranspunkt: en inmatnings- eller uttagspunkt,

leverantör av balanstjänster: en marknadsaktör som tillhandahåller balansenergi eller balanskapacitet för systemansvariga för överföringssystem,

lokalnät: ett ledningsnät som omfattas av en nätkoncession för område utan en lägsta tillåtna spänning,

nätverksamhet: att med stöd av nätkoncession ställa en starkströmsledning till förfogande för *transport* av el för någon annans räkning och vidta de åtgärder som behövs för *transporten*,

regionnät: en ledning eller ett ledningsnät som inte ingår i ett *överföringssystem* och som omfattas av en nätkoncession för linje eller av en nätkoncession för område med en lägsta tillåtna spänning,

sammanlänkning för överföring: en ledning som har en spänning om 220 kilovolt eller mer och som länkar samman ett överföringsnät med ett motsvarande nät i ett annat land, men som inte ingår i ett överföringsnät,

små företag: företag som sysselsätter färre än 50 personer och vars omsättning eller balansomslutning inte överstiger 10 miljoner euro per år,

stödtjänst: en tjänst som behövs för driften av *en systemansvarigs* elnät med undantag för hantering av överbelastning,

systemansvar: det ansvar och de skyldigheter som följer av att bedriva nätverksamhet,

systemansvarig: den som bedriver nätverksamhet,

systemansvarig för distributionssystem: en systemansvarig som innehar ett lokalnät eller ett regionnät,

systemansvarig för överföringssystem: en systemansvarig som innehar ett överföringssystem,

transport av el för någon annans räkning: transport av el för minst två kunder eller transport av el för en kund som inte ingår i samma koncern som den systemansvarige,

uttagspunkt: den punkt på ett elnät där en elanvändare, enligt avtal med *en systemansvarig*, tar ut el för förbrukning,

överföring: transport av el för någon annans räkning genom ett överföringssystem,

<u>överföringsnät</u>: ett tekniskt och driftsmässigt sammanhängande ledningsnät som har en spänning om 220 kilovolt eller mer, sträcker sig över flera nätregioner i Sverige och länkar samman det nationella elnätet med elnät i andra länder,

<u>överföringssystem</u>: ett överföringsnät eller en sammanlänkning för överföring.

I paragrafen anges vad som i lagen avses med vissa ord och uttryck.

Begreppet *transport* ersätter *överföring*.

Nätverksamhet – att med stöd av nätkoncession ställa en starkströmsledning till förfogande för transport av el för någon annans räkning och vidta de åtgärder som behövs för transporten – kvarstår som definition av det faktiska handlandet med vilket följer ett systemansvar.

Transport av el för någon annans räkning definieras så att enstaka koncessionerade ledningar med endast en ansluten kund för inmatning eller uttag undantas från den reglerade nätverksamheten om den anslutna kunden ingår i samma koncern som koncessionshavaren. Sådana ledningar bör regleringsmässigt i stället hanteras tillsammans med produktions- respektive förbrukningsanläggningen.

Systemansvar är det ansvar och de skyldigheter som följer av att bedriva nätverksamhet. Det innebär att det ansvar och de skyldigheter som ingår i systemansvaret förutsätter att företaget bedriver nätverksamhet, men kan avse sådant som inte direkt ingår i nätverksamheten. Detta bör även förtydligas i regleringen av intäktsramar i 5 kap. 1 § ellagen genom att det där anges att driften inkluderar utövandet av det systemansvar som följer av att bedriva nätverksamhet. Eftersom systemansvaret successivt utvecklas är det olämpligt att i författningstext göra en uttömmande sammanställning av innehållet. Det handlar dock om ansvar och skyldigheter enligt

– ellagen med tillhörande förordningar och föreskrifter,

– EU-rätten, främst förordningar samt rättsakter från Acer, och

– avtal som ingåtts enligt ovanstående nationell och europeisk rätt.

Systemansvarig är den som bedriver nätverksamhet och därigenom har systemansvar. Ersätter *nätföretag*.

Regionnät är en ledning eller ett ledningsnät som inte ingår i ett överföringssystem och som omfattas av en nätkoncession för linje eller av en nätkoncession för område med en lägsta tillåtna spänning.

Systemansvarig för distributionssystem är en systemansvarig som innehar ett lokalnät eller ett regionnät. Ersätter *distributionsnätsföretag*.

Överföringsnät är ett tekniskt och driftsmässigt sammanhängande ledningsnät som har en spänning om 220 kilovolt eller mer, sträcker sig över flera nätregioner i Sverige och länkar samman det nationella elnätet med elnät i andra länder. Ersätter *transmissionsnät*. Denna begränsning i förhållande till elmarknadsdirektivets skrivning är nödvändig för att tydligt bibehålla gränsen mellan överföringsnätet och regionnäten.

Sammanlänkning för överföring är en ledning som har en spänning om 220 kilovolt eller mer och som länkar samman ett överföringsnät med ett motsvarande nät i ett annat land, men som inte ingår i ett överföringsnät. Genom definitionen blir Baltic Cable AB systemansvarig för överföringssystem enligt svensk rätt.

Överföringssystem är ett överföringsnät eller en sammanlänkning för överföring.

Överföring innebär transport av el för någon annans räkning genom ett överföringssystem. Ersätter *transmission*.

Systemansvarig för överföringssystem är en systemansvarig som innehar ett överföringssystem. Ersätter *transmissionsnätsföretag*. Det finns olika slags systemansvariga för överföringssystem som inte har samma ansvar. En systemansvarig för överföringssystem med ett överföringsnät har ett kontrollområde för lastfrekvensreglering enligt artikel 3.12 i SO GL. En sådan systemansvarig för överföringssystem är en del av ett synkronområde med avgränsningar som fysiskt avgränsas av mätpunkter vid sammanlänkningar till andra kontrollområden för lastfrekvensreglering och som fullgör skyldigheterna för lastfrekvensreglering. En sådan systemansvarig för överföringssystem har även ett kontrollområde enligt artikel 2.67 i elmarknadsförordningen, vilket drivs av en enda systemansvarig och som inkluderar sammankopplade fysiska belastningar och/eller eventuella produktionsenheter. En systemansvarig för överföringssystem med endast en sammanlänkning för överföring har inte ett kontrollområde för lastfrekvensreglering enligt artikel 3.12 SO GL eller artikel 2.67 i elmarknadsförordningen.

En uppdatering sker i definitionen av *elmarknadsdirektivet*.

Följdändringar sker i följande definitioner: *distribution*, *icke frekvensrelaterad stödtjänst*, *inmatningspunkt*, *konsument*, *laddningspunkt*, *stödtjänst* och *uttagspunkt*.

Den nuvarande rollen *balansansvarig* delas upp i två nya roller.

Balansansvarig part är en marknadsaktör eller dennes valda företrädare som ansvarar för aktörens obalanser på elmarknaden.

Leverantör av balanstjänster är en marknadsaktör som tillhandahåller balansenergi eller balanskapacitet för systemansvariga för överföringssystem.

Förslaget behandlas i avsnitt 5.2.3 och 5.2.4 samt kapitel 7.

2 kap.

16 §

En nätkoncession får beviljas *och innehas* endast *av den som* från allmän synpunkt är lämplig att *inneha nätkoncession*. *En nätkoncessionshavare som ska utöva nätverksamhet ska dessutom från allmän synpunkt vara lämplig att* utöva nätverksamhet. En nätkoncession för område får beviljas *och innehas av* endast den som dessutom är lämplig att bedriva nätverksamhet inom koncessionsområdet.

Endast *en systemansvarig för överföringssystem* eller juridiska personer där ett sådant företag har ett bestämmande inflytande får beviljas och inneha en nätkoncession för en utlandsförbindelse. Detta gäller dock inte om ledningen endast har liten betydelse för den samlade *transporten* av el till och från utlandet.

Paragrafen behandlar vem som får beviljas nätkoncession och bygger på ett förslag från Utredningen om havsbaserad vindkraft i betänkandet *Vindkraft i havet – En övergång till ett auktionssystem* (SOU 2024:89).

Första stycket ändras så att lämplighetsprövningen delas upp i dels lämplighet att inneha nätkoncession, dels att bedriva nätverksamhet om så ska ske.

I *andra stycket* sker följdändringar med anledning av ändrad terminologi i 1 kap. 4 § ellagen.

Förslaget behandlas i avsnitt 5.2.2, 5.4.2 och 5.4.4.

16 a §

Regeringen får meddela föreskrifter om hur lämpligheten för att utöva nätverksamheten ska prövas enligt 16 §.

Paragrafen är ny och innehåller ett bemyndigande till regeringen att meddela föreskrifter om hur lämpligheten för att utöva nätverksamheten ska prövas enligt 16 §. Lämplighetsprövningen bör kopplas till de grundläggande ansvarsområdena för systemansvariga om den som söker nätkoncession ska bedriva nätverksamhet.

Förslaget behandlas i avsnitt 5.4.2 och 5.4.4.

16 b §

Om en nätkoncessionshavare, som enligt 16 § första stycket endast har bedömts avseende lämpligheten att inneha nätkoncession, avser att börja utöva nätverksamhet, ska nätkoncessionshavaren meddela detta till nätmyndigheten.

Innan nätkoncessionshavaren får börja utöva nätverksamhet ska nätmyndigheten göra en bedömning avseende nätkoncessionshavarens lämplighet från allmän synpunkt att utöva nätverksamhet.

Paragrafen är ny och innehåller bestämmelser om vad som gäller om en nätkoncessionshavare, som endast har bedömts avseende lämpligheten att inneha nätkoncession, avser att börja utöva nätverksamhet. Nätkoncessionshavaren får inte börja utöva nätverksamhet innan nätmyndigheten har bedömt nätkoncessionshavarens lämplighet att utöva nätverksamhet

Förslaget behandlas i avsnitt 5.4.4.

49 §

En nätkoncession ska återkallas helt eller delvis, om

1. en ledning eller ett ledningsnät som omfattas av koncessionen inte längre behövs för en säker elförsörjning,
2. koncessionen inte längre behövs för att bygga eller använda den ledning som omfattas av koncessionen,
3. staten, med stöd av 1 kap. 5 § lagen (2004:875) om särskild förvaltning av vissa elektriska anläggningar, löser in den eller de ledningar som omfattas av koncessionen, eller

4. koncessionen avser en utlandsförbindelse och nätkoncessionshavaren inte längre är *en systemansvarig för överföringssystem* eller en juridisk person där ett sådant företag har ett bestämmande inflytande.

I paragrafen sker följdändringar med anledning av ändrad terminologi i 1 kap. 4 § ellagen.

67 §

Om syftet med en ledning är att *transportera* el för belysning av en allmän väg, ska väghållaren ersätta ledningens innehavare för de kostnader som avses i 66 §. Om ledningen även har något annat ändamål, ska ersättningen bestämmas efter vad som är skäligt med hänsyn till omständigheterna.

I paragrafen sker följdändringar med anledning av ändrad terminologi i 1 kap. 4 § ellagen.

3 kap. Systemansvar

Den systemansvariges grundläggande skyldigheter

1 §

En systemansvarig ska i fråga om sitt elnät ansvara för
1. drift och underhåll,
2. utbyggnad vid behov,
3. eventuella anslutningar till andra ledningsnät,
4. att nätet är säkert, tillförlitligt och effektivt, och
5. att nätet på lång sikt kan uppfylla rimliga krav på *transport* av el.

I paragrafen sker följdändringar med anledning av ändrad terminologi i 1 kap. 4 § ellagen.

El som en systemansvarig använder i nätverksamheten

3 §

En systemansvarig ska anskaffa den el som är avsedd att täcka nätförluster eller som behövs för driften av ledningsnätet på ett öppet, icke-diskriminerande och marknadsorienterat sätt.

Den systemansvarige får inte med hänvisning endast till kraftslag ställa upp villkor som utesluter elproducenter från att tillhandahålla el som är avsedd att täcka nätförluster eller behövs för driften av ledningsnätet.

I paragrafen sker följdändringar med anledning av ändrad terminologi i 1 kap. 4 § ellagen.

4 §

En systemansvarig ska anskaffa icke frekvensrelaterade stödtjänster på ett öppet, icke-diskriminerande och marknadsorienterat sätt.

Första stycket ska inte tillämpas om

1. lagen (2016:1146) om upphandling inom försörjningssektorerna gäller för anskaffningen,
2. anskaffningen gäller en nätkomponent som är integrerad i elnätet och används uteslutande för att säkerställa en säker och tillförlitlig drift av nätet, dock inte för balansering eller hantering av överbelastning, eller
3. nätmyndigheten har beviljat dispens i det enskilda fallet.

I paragrafen sker följdändringar med anledning av ändrad terminologi i 1 kap. 4 § ellagen.

6 §

En systemansvarig som anskaffar stödtjänster ska i förhållande till elproducenter behandla aktörer som tillhandahåller efterfrågeflexibilitet genom aggregering på ett icke-diskriminerande sätt på grundval av aktörernas tekniska kapacitet.

I paragrafen sker följdändringar med anledning av ändrad terminologi i 1 kap. 4 § ellagen.

7 §

En systemansvarig får inte ingå avtal om stödtjänster förrän nätmyndigheten har godkänt de metoder som har använts för att utforma avtalen.

Första stycket gäller inte avtal enligt 8 kap. 2 §.

I *första stycket* sker en följdändring med anledning av ändrad terminologi i 1 kap. 4 § ellagen.

I *andra stycket* ändras hänvisningen till 8 kap., eftersom kapitlet ersätts med ett nytt.

9 §

En systemansvarig ska offentliggöra de villkor som företaget tillämpar i avtalen enligt 7 § första stycket och utan dröjsmål ge den som begär det skriftlig information om villkoren.

I paragrafen sker följdändringar med anledning av ändrad terminologi i 1 kap. 4 § ellagen.

10 §

Regeringen eller den myndighet som regeringen bestämmer får meddela föreskrifter om

1. hur *en systemansvarig för distributionssystem* ska ta fram och utforma riktlinjer för att anskaffa stödtjänster,
2. skyldighet för *en systemansvarig för överföringssystem* att ta fram specifikationer för de icke frekvensrelaterade stödtjänster som företaget anskaffar och standardiserade marknadsprodukter för sådana tjänster och lämna specifikationerna och marknadsprodukterna till nätmyndigheten för godkännande,
3. vilka krav som ska vara uppfyllda för att nätmyndigheten ska godkänna sådana specifikationer och marknadsprodukter som avses i 2, och
4. vilka tekniska villkor i övrigt som *en systemansvarig* får ställa i fråga om stödtjänster.

I paragrafen sker följdändringar med anledning av ändrad terminologi i 1 kap. 4 § ellagen.

Samarbete och informationsutbyte

10 a §

Systemansvariga för överföringssystem och systemansvariga för distributionssystem ska strukturerat och kontinuerligt samarbeta i syfte att säkerställa en säker drift, ett säkert och effektivt utbyte av information, samt en samordnad planering och utveckling av sina nät.

De systemansvariga ska gemensamt ta fram och fastställa rutiner för samarbetet enligt första stycket. De fastställda rutinerna ska sändas in till nätmyndigheten.

Om de systemansvariga inte kan enas om att fastställa rutiner enligt andra stycket får nätmyndigheten fastställa rutinerna.

Paragrafen är ny och handlar om samarbete mellan systemansvariga för överföringssystem och systemansvariga för distributionssystem.

Av *första stycket* framgår att samarbetet ska vara strukturerat och kontinuerligt i syfte att säkerställa en säker drift, ett säkert och effektivt utbyte av information, samt en samordnad planering och utveckling av sina nät.

Enligt *andra stycket* ska rutinerna för samarbetet tas fram och fastställas gemensamt och sändas in till nätmyndigheten.

Tredje stycket behandlar frågan om de systemansvariga inte kan enas om att fastställa rutiner. I det fallet får rutinerna fastställas av nätmyndigheten.

Förslaget behandlas i avsnitt 5.5.1 och 5.5.6.

11 §

Regeringen eller den myndighet som regeringen bestämmer får meddela föreskrifter om skyldighet för

1. *systemansvariga* att samarbeta med varandra i frågor som rör möjligheten för den som är ansluten till elnätet att delta på marknader för el,
2. *systemansvariga* och andra företag som är verksamma på elmarknaden att samarbeta i frågor som rör möjligheten att delta på marknader för stödtjänster,
3. *systemansvariga* att utbyta information, och
4. *systemansvariga* att sända underrättelser med anledning av att en elleverantör påbörjar eller övertar leveranserna av el i en uttagspunkt.

I paragrafen sker följdändringar med anledning av ändrad terminologi i 1 kap. 4 § ellagen.

Avtal om upprätthållande av driftsäkerheten i överföringsnät och regionnät

11 a §

Alla systemansvariga för distributionssystem som innehar ett regionnät direkt anslutet till ett överföringsnät, ska ingå ett gemensamt avtal med den systemansvarige för överföringssystem i fråga om driften av överföringsnätet och regionnäten med syfte att säkerställa driftsäkerheten i överföringsnätet och de anslutna regionnäten (driftsäkerhetsavtal).

Ett driftsäkerhetsavtal ska innehålla villkor i fråga om

1. gemensamma principer för driftsäkerhetsgränser för distributionssystem,

2. gemensam metod för driftsäkerhetsanalys för distributionssystem,

3. metod för avbrottskoordinering mellan systemansvariga för distributionssystem, och

4. metod för avbrottskoordinering mellan systemansvarig för överföringssystem och systemansvariga för distributionssystem för avbrott som inte omfattas av kommissionens förordning (EU) 2017/1485 av den 2 augusti 2017 om fastställande av riktlinjer för driften av elöverföringssystem.

För andra stycket 4 ska likvärdiga befogenheter som ges den systemansvarige för överföringssystem i förordning (EU) 2017/1485 gälla för den nationella avbrottskoordineringen.

Paragrafen är ny och innebär ett krav på att ett särskilt avtal ska ingås mellan vissa systemansvariga.

Första stycket reglerar vilka parter som ska ingå ett avtal samt syftet med avtalet. Avtalet ska ingås gemensamt mellan systemansvariga för distributionssystem med ett regionnät direkt anslutet till ett överföringsnät och den systemansvarige för det överföringsnät som regionnäten är anslutet till. Avtal ska avse driften av överföringsnätet och regionnäten med syfte att säkerställa driftsäkerheten i överföringsnätet och de anslutna regionnäten.

Av *andra stycket* framgår att avtalet ska innehålla villkor om metoder och principer om driftsäkerhetsgränsen för distributionssystem, driftsäkerhetsanalys för distributionssystem, avbrottskoordinering mellan distributionssystem, och avbrottskoordinering mellan distributionssystemen och överföringssystemet.

Enligt *tredje stycket* ska likvärdiga befogenheter som ges den systemansvarige för överföringssystem i förordning (EU) 2017/1485 (SO GL) gälla för den nationella avbrottskoordineringen mellan distributionssystemen och överföringssystemet. Syftet är att det ska vara likartat som det som föreskrivs i SO GL, eftersom det vore olämpligt att ha två olika processer. De artiklar i SO GL som detta primärt refererar till är artiklarna 95–96, 100 och 102–103.

Förslaget behandlas i avsnitt 5.5.1 och 5.5.6.

11 b §

Om de systemansvariga inte kan enas om hela eller delar av innehållet i ett driftsäkerhetsavtal, ska den systemansvarige för överföringssystem och de systemansvariga för distributionssystem som innehar ett regionnät direkt anslutet till

ett överföringsnät gemensamt ge in sina förslag på de delar i avtalet där parterna inte kunnat enas till nätmyndigheten för prövning av dessa.

Det som framgår av första stycket gäller även ändring av ett sådant avtal som avses i 11 a §.

Paragrafen är ny och reglerar vad som ska ske om parterna inte kan enas om ett avtal enligt 11 a §.

Enligt *första stycket* ska parterna, om de inte kan enas om hela eller delar av innehållet i avtalet, sända in sina förslag på de delar i avtalet där parterna inte kunnat enas till nätmyndigheten.

Av *andra stycket* framgår att motsvarande gäller vid ändring av ett redan ingånget avtal. Förslaget behandlas i avsnitt 5.5.1 och 5.5.6.

11 c §

Nätmyndigheten ska fastställa villkoren i de delar där parterna enligt 11 b § inte har kunnat enas om det bidrar till driftsäkerheten i det nationella elsystemet utifrån principerna om proportionalitet och icke-diskriminering, samt med hänsyn till optimering mellan högsta totala effektivitet och lägsta totala kostnader för alla berörda parter.

Nätmyndigheten ska fastställa villkoren enligt första stycket inom sex månader från det att nätmyndigheten har tagit emot underlaget.

Paragrafen är ny.

Av *första stycket* framgår att nätmyndigheten ska fastställa villkoren i avtalet i de delar parterna inte har kunnat enas utifrån vissa fastställda kriterier.

Enligt *andra stycket* ska nätmyndigheten fastställa villkoren inom sex månader från mottagandet av underlaget.

Förslaget behandlas i avsnitt 5.5.1 och 5.5.6.

Tillåten verksamhet för en systemansvarig

12 §

En systemansvarig får inte bedriva någon annan verksamhet än nätverksamhet.

Företaget får dock

1. förvalta eller driva andra nät än elnät,
2. producera el, om produktionen sker tillfälligt för att ersätta utebliven el vid elavbrott, och
3. reparera och underhålla ett annat företags nät.

I paragrafen sker följdändringar med anledning av ändrad terminologi i 1 kap. 4 § ellagen.

14 §

Nätmyndigheten får i det enskilda fallet bevilja dispens från förbudet i 12 § första stycket, om *en systemansvarig* behöver bedriva annan verksamhet än nätverksamhet för att kunna fullgöra sina skyldigheter enligt denna lag eller andra föreskrifter som genomför elmarknadsdirektivet eller enligt EU:s elmarknadsförordning.

I paragrafen sker följdändringar med anledning av ändrad terminologi i 1 kap. 4 § ellagen.

15 §

Regeringen eller den myndighet som regeringen bestämmer får meddela föreskrifter om

1. skyldighet för *en systemansvarig för distributionssystem* att

a) ta fram specifikationer för de flexibilitetstjänster som företaget anskaffar och standardiserade marknadsprodukter för sådana tjänster,

b) lämna specifikationerna och marknadsprodukterna till nätmyndigheten för godkännande, och

c) offentliggöra en förteckning över marknadsprodukterna, och

2. vilka krav som specifikationer och marknadsprodukter ska uppfylla.

I paragrafen sker följdändringar med anledning av ändrad terminologi i 1 kap. 4 § ellagen.

Nätutvecklingsplan för systemansvariga för distributionssystem

16 §

En *systemansvarig för distributionssystem* ska vartannat år

1. ta fram en plan för hur nätverksamheten ska utvecklas (nätutvecklingsplan),

2. offentliggöra planen, och

3. ge in planen till nätmyndigheten.

I paragrafen sker följdändringar med anledning av ändrad terminologi i 1 kap. 4 § ellagen.

Investeringsplan för systemansvariga för överföringssystem

18 §

Regeringen eller den myndighet som regeringen bestämmer får meddela föreskrifter om skyldighet för en *systemansvarig för överföringssystem* att ta fram en investeringsplan och ge in den till nätmyndigheten.

I paragrafen sker följdändringar med anledning av ändrad terminologi i 1 kap. 4 § ellagen.

19 §

En systemansvarig för distributionssystem får inte äga, utveckla, förvalta eller driva en laddningspunkt. Detta gäller inte laddningspunkter som företaget innehar uteslutande för eget bruk.

I paragrafen sker följdändringar med anledning av ändrad terminologi i 1 kap. 4 § ellagen.

21 §

En systemansvarig för distributionssystem som ingår i en koncern vars samlade elnät har minst 100 000 elanvändare

1. ska ha en organisation och ett beslutsfattande som är åtskilda från företag som producerar eller handlar med el, och
2. får inte ha en styrelseledamot, verkställande direktör eller firmatecknare som samtidigt är styrelseledamot, verkställande direktör eller firmatecknare i ett företag som producerar eller handlar med el.

Med elanvändare avses i första stycket den som enligt avtal med *en systemansvarig för distributionssystem* tar ut el från elnätet i en eller flera uttagspunkter.

I paragrafen sker följdändringar med anledning av ändrad terminologi i 1 kap. 4 § ellagen.

22 §

En systemansvarig för distributionssystem som avses i 21 § får inte ge anställda i ledande ställning i *den systemansvarige* löner eller andra förmåner som grundar sig på resultatet i de delar av koncernen som producerar eller handlar med el.

I paragrafen sker följdändringar med anledning av ändrad terminologi i 1 kap. 4 § ellagen.

23 §

En systemansvarig för distributionssystem som avses i 21 § och dess moderföretag ska se till att *den systemansvarige* har den faktiska beslutanderätten när det gäller de tillgångar som *den systemansvarige* behöver för att trygga drift, underhåll och utbyggnad av nätet och att den beslutanderätten är självständig i förhållande till övriga delar av koncernen.

Trots första stycket får *ägaren till den systemansvarige för distributionssystem* ha sådan insyn och utöva sådan styrning som krävs för att säkerställa en rimlig avkastning på de investeringar som gjorts i *den systemansvarige*. Ett moderföretag får dock ge instruktioner för den löpande förvaltningen eller för särskilda beslut om byggande eller modernisering av ledningsnät endast om instruktionerna avser beslut som går utöver de ekonomiska ramar som fastställts av bolagsstämman eller motsvarande organ i ett dotterföretag.

I paragrafen sker följdändringar med anledning av ändrad terminologi i 1 kap. 4 § ellagen.

24 §

En systemansvarig för distributionssystem som ingår i samma koncern som ett företag som producerar eller handlar med el ska ha en övervakningsplan och se till att planen följs.

I paragrafen sker följdändringar med anledning av ändrad terminologi i 1 kap. 4 § ellagen.

25 §

En systemansvarig för distributionssystem ska i en övervakningsplan enligt 24 §

1. ange vilka åtgärder som *den systemansvarige för distributionssystem* ska vidta för att förhindra diskriminerande beteende gentemot andra aktörer på elmarknaden, och
2. särskilt ange de särskilda skyldigheter som företagets anställda har för att förhindra sådan diskriminering som avses i 1.

I paragrafen sker följdändringar med anledning av ändrad terminologi i 1 kap. 4 § ellagen.

26 §

En systemansvarig för distributionssystem som ska ha en övervakningsplan enligt 24§ ska

1. utse en övervakningsansvarig som

a) självständigt bevakar att planen finns och följs,

b) har de befogenheter och den tillgång till information som krävs för att utföra uppdraget, och

c) årligen upprättar en rapport över de åtgärder som vidtagits enligt planen och ger in rapporten till nätmyndigheten, och

2. offentliggöra den rapport som avses i 1 c.

I paragrafen sker följdändringar med anledning av ändrad terminologi i 1 kap. 4 § ellagen.

27 §

Om en systemansvarig för distributionssystem och ett företag som producerar eller handlar med el ingår i samma koncern, ska företagen när de vänder sig till enskilda elanvändare eller allmänheten ange sin identitet på ett sådant sätt att det tydligt framgår vilken verksamhet som vart och ett av företagen bedriver.

I paragrafen sker följdändringar med anledning av ändrad terminologi i 1 kap. 4 § ellagen.

28 §

Regeringen eller den myndighet som regeringen bestämmer får meddela föreskrifter om undantag från kraven i 24–27 §§ i fråga om *systemansvariga för distributionssystem* vars ledningar i huvudsak matar in el från anläggningar för produktion av förnybar el. Undantag får dock inte göras för *systemansvariga för distributionssystem* som avses i 21 §.

I paragrafen sker följdändringar med anledning av ändrad terminologi i 1 kap. 4 § ellagen.

Åtskillnad av överföring

30 §

En systemansvarig för överföringssystem ska vara oberoende av företag som producerar eller handlar med el eller naturgas.

I paragrafen sker följdändringar med anledning av ändrad terminologi i 1 kap. 4 § ellagen.

31 §

Den som ensam eller tillsammans med någon annan utövar kontroll över ett företag som producerar eller handlar med el eller naturgas får inte utöva kontroll över *en systemansvarig för överföringssystem* eller använda någon rättighet gentemot företaget.

Den som ensam eller tillsammans med någon annan utövar kontroll över *en systemansvarig för överföringssystem* får inte utöva kontroll över ett företag som producerar eller handlar med el eller naturgas eller använda någon rättighet gentemot företaget.

I paragrafen sker följdändringar med anledning av ändrad terminologi i 1 kap. 4 § ellagen.

32 §

Den som ensam eller tillsammans med någon annan får utse ledamöter till styrelsen eller motsvarande organ hos *en systemansvarig för överföringssystem* får inte utöva kontroll över ett företag som producerar eller handlar med el eller använda någon rättighet gentemot företaget.

I paragrafen sker följdändringar med anledning av ändrad terminologi i 1 kap. 4 § ellagen.

35 §

Trots 30–32 §§ får ett *en systemansvarig för överföringssystem* bedriva sådan elproduktion som avses i 12 § andra stycket 2 och ingå i samma koncern som ett företag vars elproduktion uteslutande är knuten till driften *av det ledningsnät som tillhör den systemansvarige för överföringssystem*.

I paragrafen sker följdändringar med anledning av ändrad terminologi i 1 kap. 4 § ellagen.

36 §

En styrelseledamot, verkställande direktör, firmatecknare eller annan person med liknande ställning *i en systemansvarig för överföringssystem* får samtidigt ha en motsvarande ställning i ett företag som producerar eller handlar med el endast om det sistnämnda företaget är ett sådant produktionsföretag som avses i 35 §.

I paragrafen sker följdändringar med anledning av ändrad terminologi i 1 kap. 4 § ellagen.

37 §

Om *en systemansvarig för överföringssystem* ingår i en koncern där ett annat företag producerar eller handlar med el, får åtgärder som vidtas av företag i koncernen för att säkerställa att kraven i 30–32 och 36 §§ är uppfyllda inte innebära att personal eller kommersiellt känsliga uppgifter överförs från den systemansvarige för överföringssystem till ett företag som producerar eller handlar med el.

I paragrafen sker följdändringar med anledning av ändrad terminologi i 1 kap. 4 § ellagen.

37 a §

Kraven i 30–36 §§ ska inte tillämpas i fråga om en sådan systemansvarig för överföringssystem som

1. i Sverige endast har en sammanlänkning mellan Sverige och en stat som har genomfört elmarknadsdirektivet, och

2. är godkänd som och utnämnd till systemansvarig för överföringssystem i den andra staten.

Paragrafen är ny och innehåller ett undantag från bestämmelserna i 30–36 §§. Undantaget avser en systemansvarig för överföringssystem som i Sverige endast har en sammanlänkning mellan Sverige och en stat som har genomfört elmarknadsdirektivet, och är godkänd som och utnämnd till systemansvarig för överföringssystem i den andra staten. En sådan systemansvarig för överföringssystem förutsätts

uppfylla åtskillnadskraven i den andra medlemsstaten och bedriver ingen annan verksamhet i Sverige än att ansluta till det svenska överföringsnätet.

Förslaget behandlas i avsnitt 5.3.2 och 5.3.7.

Certifiering av systemansvariga för överföringssystem

38 §

I lagen (2011:710) om certifiering av *systemansvariga för överföringssyst*em för el finns bestämmelser om certifiering av *systemansvariga för överföringssystem*.

I paragrafen sker följdändringar med anledning av ändrad terminologi i 1 kap. 4 § ellagen.

38 a §

Frågor om fördelning av röstvärden och kostnadsdelning avseende Sveriges deltagande i europeiska samarbeten mellan systemansvariga för överföringssystem ska endast involvera systemansvariga för överföringssystem som är certifierade i Sverige enligt lagen (2011:710) om certifiering av systemansvariga för överföringssystem för el.

Paragrafen är ny och behandlar vissa formella frågor avseende systemansvariga för överföringssystem. I flera av kommissionsförordningarna finns till exempel regler om rösträtt med innebörden att, om det finns flera systemansvariga för överföringssystem i en medlemsstat, ska medlemsstaten fördela röstvärdet mellan de systemansvariga.[1] Sådana frågor ska enligt bestämmelsen endast involvera de systemansvariga för överföringssystem som är certifierade i Sverige, det vill säga inte sådana som endast är certifierade i en annan stat.

Förslaget behandlas i avsnitt 5.3.2 och 5.3.7.

[1] Se till exempel artikel 9.2 tredje stycket i CACM: Då systemansvariga för överföringssystem beslutar om förslag till villkor eller metoder som förtecknas i punkt 6 ska en röst tillskrivas varje medlemsstat. Om det finns flera systemansvariga för överföringssystem på en medlemsstats territorium ska medlemsstaten fördela röstvärdet mellan de systemansvariga.

39 §

En systemansvarig får inte äga, utveckla, förvalta eller driva en energilagringsanläggning.

I paragrafen sker följdändringar med anledning av ändrad terminologi i 1 kap. 4 § ellagen.

41 §

En systemansvarig får inte ställa tekniska krav eller andra villkor som försvårar efterfrågeflexibilitet. Dock får de villkor ställas som behövs för en säker, tillförlitlig och effektiv drift av ledningsnätet.

I paragrafen sker följdändringar med anledning av ändrad terminologi i 1 kap. 4 § ellagen.

42 §

Regeringen eller den myndighet som regeringen bestämmer får meddela föreskrifter om vilka tekniska krav som *systemansvariga* får ställa i fråga om efterfrågeflexibilitet.

I paragrafen sker följdändringar med anledning av ändrad terminologi i 1 kap. 4 § ellagen.

43 §

Den som har en elproduktionsanläggning har rätt till ersättning av *den systemansvarige* till vars ledningsnät anläggningen är ansluten.

Ersättningen ska motsvara

1. värdet av den minskning av energiförluster som inmatning av el från anläggningen medför i *den systemansvariges* ledningsnät, och
2. värdet av den reduktion av *den systemansvariges* avgifter för att ha sitt ledningsnät anslutet till *en annan systemansvarigs* ledningsnät som blir möjlig genom att anläggningen är ansluten till ledningsnätet.

I paragrafen sker följdändringar med anledning av ändrad terminologi i 1 kap. 4 § ellagen.

44 §

Nätmyndigheten ska ta upp en tvist om vilken rätt till ersättning för inmatad el som finns enligt 43 §.

En tvist ska inte prövas om ansökan om prövning kommit in till nätmyndigheten senare än två år efter det att *den systemansvarige* skickat ett skriftligt ställningstagande till den berörda parten under partens senaste kända adress.

I paragrafen sker följdändringar med anledning av ändrad terminologi i 1 kap. 4 § ellagen.

45 §

En systemansvarig för distributionssystem ska årligen

1. upprätta en risk- och sårbarhetsanalys avseende leveranssäkerheten i elnätet,
2. upprätta en åtgärdsplan som visar hur leveranssäkerheten i det egna elnätet ska förbättras, och
3. till nätmyndigheten ge in en redovisning som baseras på analysen och planen.

I paragrafen sker följdändringar med anledning av ändrad terminologi i 1 kap. 4 § ellagen.

46 §

En systemansvarig för distributionssystem ska informera elanvändarna om

1. leveranssäkerheten i elnätet,
2. rätten till avbrottsersättning enligt 10 kap., och
3. rätten till skadestånd enligt 11 kap.

I paragrafen sker följdändringar med anledning av ändrad terminologi i 1 kap. 4 § ellagen.

49 §

Nätverksamhet ska ekonomiskt redovisas skilt från annan verksamhet. *Överföring* och distribution ska redovisas var för sig.

I paragrafen sker följdändringar med anledning av ändrad terminologi i 1 kap. 4 § ellagen.

51 §

Trots 50 § ska nätmyndigheten besluta att *en systemansvarig för distributionssystems* samtliga områden utan en lägsta tillåtna spänning ska redovisas samlat, om inte områdena sammantagna utgör en olämplig enhet för nätverksamhet.

Nätmyndigheten ska, om det behövs, fatta beslut i frågan om samlad redovisning när det finns ett beslut som har fått laga kraft och som innebär att

1. en nätkoncession har beviljats,
2. gränserna för en nätkoncession för område har ändrats,
3. ett tillstånd till överlåtelse av en nätkoncession har beviljats, eller
4. en nätkoncession har återkallats.

Nätmyndigheten får besluta om samlad redovisning även i andra fall, om det är motiverat med hänsyn till ändrade förhållanden.

I paragrafen sker följdändringar med anledning av ändrad terminologi i 1 kap. 4 § ellagen.

55 §

En nätkoncession för område med en lägsta tillåtna spänning ska redovisas tillsammans med *den systemansvariges* nätkoncessioner för linje.

I paragrafen sker följdändringar med anledning av ändrad terminologi i 1 kap. 4 § ellagen.

56 §

En ledning som byggs och används av *en systemansvarig* med stöd av ett medgivande enligt 2 kap. 11 §, ska utifrån sin funktion redovisas som lokalnät eller regionnät hos *den systemansvarige* som har fått medgivandet.

Den systemansvarige ska inom sex månader från medgivandet meddela nätmyndigheten hur ledningen ska redovisas.

I paragrafen sker följdändringar med anledning av ändrad terminologi i 1 kap. 4 § ellagen.

57 §

I 4 kap. 29 och 30 §§ finns bestämmelser om avgifter för *transport* av el för sådana nätkoncessioner som redovisas samlat.

I paragrafen sker följdändringar med anledning av ändrad terminologi i 1 kap. 4 § ellagen.

59 §

Den som är revisor hos *en systemansvarig* ska

1. göra en särskild granskning av redovisningen av nätverksamheten, och
2. årligen i ett särskilt intyg avge ett utlåtande i frågan om huruvida redovisningen av nätverksamheten skett enligt gällande bestämmelser.

I paragrafen sker följdändringar med anledning av ändrad terminologi i 1 kap. 4 § ellagen.

60 §

Den systemansvarige ska ge in det intyg som avses i 59 § 2 till nätmyndigheten.

I paragrafen sker följdändringar med anledning av ändrad terminologi i 1 kap. 4 § ellagen.

Ansvarig systemansvarig för överföringssystem

62 §

Regeringen får, i enlighet med följande bestämmelser, utse en systemansvarig för överföringssystem med ett överföringsnät som ansvarig att fullgöra de skyldigheter enligt berörda förordningar som berör funktioner som en systemansvarig för överföringssystem med endast en sammanlänkning för överföring saknar:

1. artikel 1.3 i kommissionens förordning (EU) 2015/1222 av den 24 juli 2015 om fastställande av riktlinjer för kapacitetstilldelning och hantering av överbelastning, i den ursprungliga lydelsen,

2. artikel 1.3 i kommissionens förordning (EU) 2016/1719 av den 26 september 2016 om fastställande av riktlinjer för förhandstilldelning av kapacitet, i den ursprungliga lydelsen,

3. artikel 2.3 i kommissionens förordning (EU) 2017/1485 av den 2 augusti 2017 om fastställande av riktlinjer för driften av elöverföringssystem, i den ursprungliga lydelsen,

4. artikel 1.4 i kommissionens förordning (EU) 2017/2195 av den 23 november 2017 om fastställande av riktlinjer för balanshållning avseende el, i den ursprungliga lydelsen, och

5. artikel 1.7 i kommissionens förordning (EU) 2017/2196 av den 24 november 2017 om fastställande av nätföreskrifter för nödsituationer och återuppbyggnad avseende elektricitet, i den ursprungliga lydelsen.

Paragrafen är ny och ger regeringen möjlighet att utse en systemansvarig för överföringssystem med ett överföringsnät som ansvarig att fullgöra de skyldigheter enligt berörda förordningar som berör funktioner som en systemansvarig för överföringssystem med endast en sammanlänkning för överföring saknar. Bestämmelsen är nödvändig, eftersom Sverige genom de föreslagna ändringarna kommer att ha två systemansvariga för överföringssystem, varav en med endast en sammanlänkning för överföring.

Det finns i stort sett likalydande bestämmelser i flera kommissionsförordningar att beakta som syftar till att fördela ansvar mellan systemansvariga om det finns flera sådana i en medlemsstat. Utgångspunkten är att respektive förordning ska tillämpas på alla systemansvariga för överföringssystem i respektive medlemsstat. Om en systemansvarig för överföringssystem inte har en funktion som är relevant för en eller flera av skyldigheterna enligt förordningen får dock medlemsstaten i nationell lagstiftning föreskriva att ansvaret hos en systemansvarig för överföringssystem att uppfylla en, flera eller alla skyldigheter enligt förordningen tilldelas en eller flera specifika systemansvariga för överföringssystem.

Förslaget behandlas i avsnitt 5.3.4 och 5.3.7.

63 §

Om regeringen enligt 62 § har utsett en systemansvarig för överföringssystem ska nätmyndigheten fastställa ansvarsfördelningen enligt de berörda förordningarna mellan de systemansvariga för överföringssystem som är verksamma i Sverige. Nätmyndigheten ska i beslutet även fastställa hur fördelningen av kostnader som är hänförliga till denna ansvarsfördelning ska ske.

Paragrafen är ny och reglerar att, om regeringen utser en ansvarig systemansvarig för överföringssystem, nätmyndigheten ska fastställa ansvarsfördelningen, samt fördelningen av kostnader, enligt vissa EU-förordningar mellan de systemansvariga för överföringssystem som är verksamma i Sverige.

Förslaget behandlas i avsnitt 5.3.4 och 5.3.7.

Särskilda åtgärder för att öka eller minska produktionen eller förbrukningen av el

64 §

I den utsträckning som det behövs för att säkerställa driftsäkerheten i det nationella elsystemet och utöver vad som framgår av kommissionens förordning (EU) 2017/2196 av den 24 november 2017 om fastställande av nätföreskrifter för nödsituationer och återuppbyggnad avseende elektricitet, i den ursprungliga lydelsen, får den systemansvarige för överföringssystem beordra

1. leverantörer av balanstjänster att öka eller minska produktionen eller förbrukningen av el, och

2. elproducenter att öka eller minska produktionen av el.

Paragrafen är ny och behandlar rätten för en systemansvarig för överföringssystem att beordra om ökad eller minskad produktion. Bestämmelsen motsvarar delvis nuvarande 8 kap. 2 §, men har justerats dels beroende på att funktionen systemansvarig myndighet tas bort, dels beroende på att frågan delvis är reglerad genom direkt tillämplig EU-rätt.

Förslaget behandlas i avsnitt 5.3.5 och 5.3.7.

65 §

Den som enligt 64 § på direkt eller indirekt begäran av en systemansvarig för överföringssystem ska öka eller minska produktionen eller förbrukningen av el har rätt att av den systemansvarige för överföringssystem få marknadsmässig ersättning för ökningen eller minskningen.

Paragrafen är ny och reglerar ersättning för ökad eller minskad produktion enligt 64 §. Bestämmelsen motsvarar i huvudsak nuvarande 8 kap. 3 §. Förutom att systemansvarig myndighet har ersatts med systemansvarig för överföringssystem ändras bestämmelsen så att den marknadsmässiga ersättningen endast ges för den beordran som

görs utifrån ellagen. Tillägget *direkt eller indirekt* är gjort eftersom beordringen kan ske via en systemansvarig för distributionssystem.

Förslaget behandlas i avsnitt 5.3.5 och 5.3.7.

66 §

Om driftsäkerheten i ett överföringssystem inte kan säkerställas med åtgärder enligt 64 §, får den systemansvarige för överföringssystem i den utsträckning som behövs beordra systemansvariga för distributionssystem att begränsa eller avbryta transport av el till elanvändare.

I den utsträckning det är möjligt ska begränsningen eller avbrytandet genomföras så att samhällsviktiga elanvändare prioriteras.

Paragrafen är ny och behandlar möjligheten att beordra systemansvariga för distributionssystem att begränsa eller avbryta transport av el till elanvändare. Bestämmelsen motsvarar nuvarande 8 kap. 5 §, men den har ändrats utifrån att *systemansvarig myndighet* har ersatts med *systemansvarig för överföringssystem*, samt att andra följdändringar i terminologin har gjorts.

Förslaget behandlas i avsnitt 5.3.5 och 5.3.7.

67 §

Regeringen eller den myndighet som regeringen bestämmer får meddela föreskrifter om de åtgärder som får vidtas enligt 66 §.

Paragrafen motsvarar i huvudsak nuvarande 8 kap. 6 §.

68 §

Regeringen eller den myndighet som regeringen bestämmer får meddela föreskrifter om skyldighet för balansansvariga parter, leverantörer av balanstjänster och innehavare av elektriska anläggningar att till den systemansvarige för överföringssystem lämna de uppgifter om produktion, överföring eller förbrukning av el som behövs för att den systemansvarige för överföringssystem ska kunna säkerställa driftsäkerheten i överföringssystemet.

Paragrafen motsvarar i huvudsak nuvarande 8 kap. 7 §. Balansansvariga har ersatts med *balansansvariga parter och leverantörer av balanstjänster*, samt *den systemansvariga myndigheten* med *den systemansvarige för överföringssystem.*

Förslaget behandlas i avsnitt 5.3.5 och 5.3.7 samt kapitel 7.

Driftsäkerhet

69 §

Regeringen eller den myndighet som regeringen bestämmer får meddela föreskrifter om sådana generellt tillämpliga krav för anslutning av anläggningar till elnätet som avses i

1. artikel 7.1 i kommissionens förordning (EU) 2016/631 av den 14 april 2016 om fastställande av nätföreskrifter med krav för nätanslutning av generatorer, i den ursprungliga lydelsen,

2. artikel 6.1 i kommissionens förordning (EU) 2016/1388 av den 17 augusti 2016 om fastställande av nätföreskrifter för anslutning av förbrukare, i den ursprungliga lydelsen, och

3. artikel 5.1 i kommissionens förordning (EU) 2016/1447 av den 26 augusti 2016 om fastställande av nätföreskrifter med krav för nätanslutning av system för högspänd likström och likströmsanslutna kraftparksmoduler, i den ursprungliga lydelsen.

Paragrafen motsvarar nuvarande 8 kap. 9 §.

70 §

Regeringen eller den myndighet som regeringen bestämmer får meddela föreskrifter om kontroll, provning, besiktning eller andra krav för att säkerställa driftsäkerheten hos det nationella elsystemet när det gäller

1. elektriska anläggningar,

2. anordningar avsedda att anslutas till en elektrisk anläggning,

3. elektrisk materiel, och

4. elektriska installationer.

Paragrafen motsvarar nuvarande 8 kap. 10 §.

71 §

Regeringen eller den myndighet som regeringen bestämmer får meddela föreskrifter om sådant datautbyte som avses i artikel 40.5 i kommissionens förordning (EU) 2017/1485 av den 2 augusti 2017 om fastställande av riktlinjer för driften av elöverföringssystem, i den ursprungliga lydelsen.

Paragrafen motsvarar nuvarande 8 kap. 11 §.

4 kap. Anslutning till elnätet och transport av el

2 §

Avsteg från skyldigheten enligt 1 § får göras, om det

1. saknas ledig kapacitet och inte finns förutsättningar att åtgärda kapacitetsbristen på ett sätt som är samhällsekonomiskt motiverat utan att förstärka ledningen eller ledningsnätet, eller
2. finns andra särskilda skäl.

Trots första stycket får *en systemansvarig för distributionssystem*, i fråga om en anläggning för produktion av förnybar el vars inmatning kan ske med en effekt om högst 43,5 kilowatt, göra avsteg från anslutningsskyldigheten endast om

1. företaget underrättar den som begär anslutning om detta, och
2. underrättelsen lämnas inom en månad från det att företaget har tagit emot begäran.

I paragrafen sker följdändringar med anledning av ändrad terminologi i 1 kap. 4 § ellagen.

3 §

Om någon vill ansluta en elektrisk anläggning till ett region- eller *överföringsnät* i stället för till lokalnätet, får innehavaren av region- eller *överföringsnätet* ansluta anläggningen endast om

1. innehavaren av lokalnätet har medgett det, eller
2. nätmyndigheten har beviljat tillstånd till anslutningen efter ansökan av innehavaren av region- eller *överföringsnätet*.

I paragrafen sker följdändringar med anledning av ändrad terminologi i 1 kap. 4 § ellagen.

5 §

En systemansvarig som ska ansluta en anläggning enligt 1 § ska genomföra anslutningen inom skälig tid från det att företaget har tagit emot en begäran om anslutning. Tiden får vara längre än två år endast om det är nödvändigt med hänsyn till anslutningens omfattning och tekniska utformning eller det finns andra särskilda skäl.

I paragrafen sker följdändringar med anledning av ändrad terminologi i 1 kap. 4 § ellagen.

6 §

En systemansvarig ska ha standardiserade rutiner för anslutning av elproduktionsanläggningar och energilagringsanläggningar. Sådana rutiner ska, så långt det är möjligt och ändamålsenligt, säkerställa en snabb och enkel anslutning.

I paragrafen sker följdändringar med anledning av ändrad terminologi i 1 kap. 4 § ellagen.

7 §

En systemansvarig ska utan dröjsmål ge den som begär det skriftlig information om de allmänna villkor som företaget tillämpar för anslutning.

I samband med en begäran om en ny anslutning ska uppgifter om avgift och övriga villkor för anslutningen lämnas inom skälig tid.

I paragrafen sker följdändringar med anledning av ändrad terminologi i 1 kap. 4 § ellagen.

8 §

En systemansvarig som har tagit emot en begäran om anslutning av en elproduktionsanläggning ska ta fram en tidsplan för sin handläggning av ärendet och lämna planen till den som vill ansluta anläggningen.

När uppgifter enligt 7 § andra stycket lämnas i fråga om anslutning av en elproduktionsanläggning, ska *den systemansvarige* även ange en tidsplan för anslutningen.

I paragrafen sker följdändringar med anledning av ändrad terminologi i 1 kap. 4 § ellagen.

9 §

En systemansvarig som har vägrat ansluta en anläggning till en ledning eller ett ledningsnät med hänvisning till att ledningen eller nätet saknar kapacitet, ska mot skälig ersättning ge den som begär det information om vilka åtgärder som krävs för att anslutningen ska kunna genomföras.

Om anläggningen är en laddningspunkt, ska *den systemansvarige* utan särskild begäran lämna informationen tillsammans med meddelandet om att anslutning vägras. *Den systemansvarige* ska lämna informationen utan ersättning.

I paragrafen sker följdändringar med anledning av ändrad terminologi i 1 kap. 4 § ellagen.

10 §

Avgiften för anslutning till en ledning eller ett ledningsnät ska utformas så att nätkoncessionshavarens skäliga kostnader för anslutningen täcks. Särskild hänsyn ska tas till anslutningspunktens geografiska läge och den avtalade effekten i anslutningspunkten.

Om staten enligt ett avtal med *en systemansvarig* har finansierat åtgärder som är nödvändiga för att öka elnätets kapacitet för att underlätta anslutningen av anläggningar för produktion av förnybar el, ska avgiften för anslutning utformas så att den som vill ansluta en anläggning ersätter *den systemansvariges* kostnader för sådana åtgärder i den del som svarar mot anläggningens andel av den totala kapacitetsökningen. Detta gäller även om nätkoncessionen överlåts.

I paragrafen sker följdändringar med anledning av ändrad terminologi i 1 kap. 4 § ellagen.

12 §

En systemansvarig ska offentliggöra principer för hur kostnaderna för teknisk anpassning ska fördelas vid anslutning till elnätet.

I paragrafen sker följdändringar med anledning av ändrad terminologi i 1 kap. 4 § ellagen.

13 §

Nätmyndigheten ska ta upp en tvist om vilka skyldigheter en nätkoncessionshavare har enligt 1 § eller *en systemansvarig* har enligt 5 eller 9 §.

En tvist ska inte prövas, om ansökan om prövning kommit in till nätmyndigheten senare än två år efter det att nätkoncessionshavaren eller *den systemansvarige* skickat ett skriftligt ställningstagande till den berörda parten under partens senaste kända adress.

I paragrafen sker följdändringar med anledning av ändrad terminologi i 1 kap. 4 § ellagen.

Skyldighet att transportera el

16 §

En nätkoncessionshavare är skyldig att *transportera* el för någon annans räkning på objektiva, icke-diskriminerande och i övrigt skäliga villkor.

I paragrafen sker följdändringar med anledning av ändrad terminologi i 1 kap. 4 § ellagen.

17 §

En systemansvarig ska utforma sina villkor för *transport* av el så att en betald anslutningsavgift ger rätt att använda elnätet inom Sverige, med undantag för utlandsförbindelser med en spänning som understiger 220 kilovolt.

I paragrafen sker följdändringar med anledning av ändrad terminologi i 1 kap. 4 § ellagen.

God kvalitet på transporten av el

18 §

En systemansvarigs transport av el för någon annans räkning ska ha god kvalitet.

Den systemansvarige ska avhjälpa brister i *transporten* i den utsträckning kostnaderna för att avhjälpa bristerna är rimliga i förhållande till de olägenheter för elanvändarna som är förknippade med bristerna.

I paragrafen sker följdändringar med anledning av ändrad terminologi i 1 kap. 4 § ellagen.

19 §

Regeringen eller den myndighet som regeringen bestämmer får meddela föreskrifter om innebörden av att *transporten* av el har god kvalitet.

I paragrafen sker följdändringar med anledning av ändrad terminologi i 1 kap. 4 § ellagen.

Funktionskrav vid transport av el

20 §

En systemansvarig ska se till att avbrott i *transporten* av el till en elanvändare aldrig överstiger tjugofyra timmar eller den kortare tid som följer av 18 § eller av föreskrifter som meddelats med stöd av 19 §.

Detta gäller inte om *den systemansvarige* visar att avbrottet beror på ett hinder utanför företagets kontroll som företaget inte skäligen kunde förväntas ha räknat med och vars följder det inte heller skäligen kunde ha undvikit eller övervunnit.

I paragrafen sker följdändringar med anledning av ändrad terminologi i 1 kap. 4 § ellagen.

22 §

Nätmyndigheten får i det enskilda fallet bevilja dispens från kravet i 20 § i en del av ett koncessionsområde om

1. kravet är oskäligt betungande med hänsyn till *den systemansvariges* ekonomiska situation, eller
2. det finns synnerliga skäl.

Dispens får ges i sammanlagt högst tre år.

I paragrafen sker följdändringar med anledning av ändrad terminologi i 1 kap. 4 § ellagen.

Uppgifter om villkor för transport

23 §

En systemansvarig ska
1. utan dröjsmål ge den som begär det skriftlig information om avgifter och övriga villkor för *transport* av el, och
2. offentliggöra sådana uppgifter.

I paragrafen sker följdändringar med anledning av ändrad terminologi i 1 kap. 4 § ellagen.

24 §

Regeringen eller den myndighet som regeringen bestämmer får meddela föreskrifter om skyldighet för *systemansvariga* att lämna uppgifter till nätmyndigheten om avgifter och övriga villkor för *transport* av el.

I paragrafen sker följdändringar med anledning av ändrad terminologi i 1 kap. 4 § ellagen.

25 §

En systemansvarig ska informera elanvändarna om
1. hur avgifterna för *transport* av el är utformade, och
2. vilka möjligheter elanvändarna har att påverka sina kostnader för *transport* av el genom att välja andra avtalsvillkor eller ändra förbrukningsmönster.

I paragrafen sker följdändringar med anledning av ändrad terminologi i 1 kap. 4 § ellagen.

Allmänt om avgifter för transport av el

26 §

En systemansvarig ska utforma sina avgifter för *transport* av el på ett sätt som är förenligt med ett effektivt utnyttjande av elnätet och en effektiv elproduktion och elanvändning.

I paragrafen sker följdändringar med anledning av ändrad terminologi i 1 kap. 4 § ellagen.

27 §

Regeringen eller den myndighet som regeringen bestämmer får meddela föreskrifter om hur avgifterna för *transport* av el ska utformas för att främja ett effektivt utnyttjande av elnätet eller en effektiv elproduktion och elanvändning.

I paragrafen sker följdändringar med anledning av ändrad terminologi i 1 kap. 4 § ellagen.

28 §

En avgift för *transport* av el på ett lokalnät får inte utformas med hänsyn till var en anslutning finns inom ett koncessionsområde.

Om ett eller flera koncessionsområden slås samman helt eller delvis, ska avgifterna för det nya området vara enhetliga senast tre år efter sammanslagningen.

I paragrafen sker följdändringar med anledning av ändrad terminologi i 1 kap. 4 § ellagen.

29 §

I områden som redovisas samlat enligt 3 kap. 51 § ska enhetliga avgifter för *transport* av el på ett lokalnät tillämpas från den dag som nätmyndigheten beslutar. Den dagen får inte infalla senare än fem år från beslutet om samlad redovisning eller beslutet om ändring av ett sådant beslut.

I paragrafen sker följdändringar med anledning av ändrad terminologi i 1 kap. 4 § ellagen.

31 §

Trots 28 och 29 §§ får inom ett koncessionsområde eller inom flera koncessionsområden som redovisas samlat särskilda avgifter för *transport* av el gälla för en begränsad krets av elanvändare, om

1. det behövs för att utveckla sådana avgifter för *transport* av el som främjar ett effektivt utnyttjande av elnätet, och
2. *den systemansvarige* har informerat nätmyndigheten.

Sådana avgifter får inte tillämpas under en längre tid än tre år utan tillstånd av nätmyndigheten.

I paragrafen sker följdändringar med anledning av ändrad terminologi i 1 kap. 4 § ellagen.

33 §

På ett regionnät får en avgift för *transport* av el för varje spänningsnivå inte utformas med hänsyn till var en uttagspunkt finns i förhållande till nätets anslutning till *en annan systemansvarigs* region- eller *överföringsnät*.

I paragrafen sker följdändringar med anledning av ändrad terminologi i 1 kap. 4 § ellagen.

34 §

Om en avgift för *transport* av el på ett regionnät avser en elektrisk anläggning som tar ut el direkt från en transformator på ett regionnät, ska avgiften utformas med utgångspunkt i avgiften för spänningsnivån omedelbart före transformatorn med ett skäligt tillägg för nedtransformeringen.

I paragrafen sker följdändringar med anledning av ändrad terminologi i 1 kap. 4 § ellagen.

35 §

Avgiften för *transport* av el på ett regionnät inom varje normalt spänningsintervall ska utformas utifrån de samlade kostnader som *den systemansvarige* har för regionnät i Sverige i den utsträckning som kostnaderna kan hänföras till spänningsintervallet.

Den del av de beräknade kostnaderna som avser betalning för *transport* på *överföringsnät* och på andra regionnät ska dock läggas till grund för avgiften endast i den utsträckning som kostnaderna avser *den systemansvariges* kostnader för regionnät inom den nätregion där den ledning finns som avgiften tas ut på.

I paragrafen sker följdändringar med anledning av ändrad terminologi i 1 kap. 4 § ellagen.

Avgift för överföring

36 §

På ett *överföringsnät* får avgiften för *transport* av el utformas med hänsyn till var på nätet en anslutningspunkt finns.

I paragrafen sker följdändringar med anledning av ändrad terminologi i 1 kap. 4 § ellagen.

37 §

Trots 26–36 §§ ska avgiften för inmatning av el från en produktionsanläggning som kan leverera en effekt om högst 1 500 kilowatt motsvara endast den årliga kostnaden för sådan mätning, registrering, beräkning och rapportering som *den systemansvarige* är skyldigt att utföra enligt 6 kap. eller föreskrifter som har meddelats i anslutning till det kapitlet.

Om flera sådana anläggningar finns i närheten av varandra och gemensamt matar in el på ledningsnätet, ska anläggningarna betraktas som separata anläggningar när första stycket tillämpas.

I paragrafen sker följdändringar med anledning av ändrad terminologi i 1 kap. 4 § ellagen.

39 §

Nätmyndigheten ska ta upp en tvist om avgiftens storlek enligt 37 § eller avgiftsbefrielse enligt 38 §.

En tvist ska inte prövas, om ansökan om prövning kommit in till nätmyndigheten senare än två år efter det att *den systemansvarige* skickat ett skriftligt ställningstagande till den berörda parten under partens senaste kända adress.

I paragrafen sker följdändringar med anledning av ändrad terminologi i 1 kap. 4 § ellagen.

40 §

En systemansvarig ska ha fastställda rutiner för hanteringen av klagomål från kunder som är konsumenter.

I paragrafen sker följdändringar med anledning av ändrad terminologi i 1 kap. 4 § ellagen.

41 §

Ett avtal mellan en konsument och *en systemansvarig* ska innehålla uppgifter om

1. *den systemansvariges* namn, adress, telefonnummer och webbplats,
2. när avtalet träffas och dess giltighetstid,
3. *den systemansvariges* åtagande gentemot konsumenten,
4. villkoren för fakturering och betalning,
5. villkoren för uppsägning av avtalet,
6. villkoren för ersättning om *den systemansvarige* inte uppfyller sitt åtagande enligt avtalet,
7. var konsumenten kan hitta information om *den systemansvariges* priser och övriga villkor, och
8. hur konsumentrelaterad information tillhandahålls.

I paragrafen sker följdändringar med anledning av ändrad terminologi i 1 kap. 4 § ellagen.

42 §

Regeringen eller den myndighet som regeringen bestämmer får meddela föreskrifter om vilken konsumentrelaterad information *en systemansvarig* ska tillhandahålla och hur informationen ska tillhandahållas.

I paragrafen sker följdändringar med anledning av ändrad terminologi i 1 kap. 4 § ellagen.

Fakturering och information som systemansvariga ska lämna till elanvändare

43 §

Regeringen eller den myndighet som regeringen bestämmer får meddela föreskrifter om *systemansvarigas* fakturering av elanvändare och om skyldighet för *systemansvariga* att lämna viss information till elanvändaren i samband med fakturering.

I paragrafen sker följdändringar med anledning av ändrad terminologi i 1 kap. 4 § ellagen.

44 §

En systemansvarig får inte ta ut någon avgift för att tillhandahålla elanvändaren fakturor och information enligt 43 §.

I paragrafen sker följdändringar med anledning av ändrad terminologi i 1 kap. 4 § ellagen.

45 §

Om *en systemansvarig* tillämpar ett system med förskottsbetalning, ska villkoren vara skäliga.

I paragrafen sker följdändringar med anledning av ändrad terminologi i 1 kap. 4 § ellagen.

46 §

En systemansvarig får inte ingå avtal i frågor om anslutning till elnätet eller *transport* av el förrän de metoder som ska användas för att utforma avtalsvillkoren har prövats av nätmyndigheten. Prövningen ska dock inte omfatta metoder för att utforma avgifter för anslutning eller *transport*.

I paragrafen sker följdändringar med anledning av ändrad terminologi i 1 kap. 4 § ellagen.

5 kap.

1 §

En nätverksamhet ska för en tillsynsperiod ha en bestämd intäktsram som inte ska vara större än vad som behövs för att

1. täcka kostnader för driften, *inklusive utövandet av det systemansvar som följer av att bedriva nätverksamhet,* av en nätverksamhet som har likartade objektiva förutsättningar och bedrivs på ett ändamålsenligt och effektivt sätt,
2. täcka avskrivningar, och
3. ge en sådan avkastning på kapitalbasen som behövs för att i konkurrens med alternativa placeringar med motsvarande risk få tillgång till kapital för investeringar.

Med kapitalbas avses det kapital som krävs för att bedriva verksamheten.

Paragrafen anger vilka kostnader som nätverksamhetens intäktsram ska täcka.

I *första stycket punkten 1* görs ett tillägg så att det tydligt framgår att kostnader för driften även innefattar kostnader för att utöva systemansvaret, det vill säga det ansvar och de skyldigheter som följer av att bedriva nätverksamhet. Detta förtydligande behövs för att inte *kostnader för driften* ska få en för snäv tolkning i förhållande till systemansvaret.

Förslaget behandlas i avsnitt 5.2.4.

Intäktsram för överföringssystem

16 §

En intäktsram ska bestämmas för intäkter från ett *överföringssystem*.

I paragrafen sker följdändringar med anledning av ändrad terminologi i 1 kap. 4 § ellagen.

18 §

Om *en systemansvarig för överföringssystem* deltar i ett europeiskt samarbete som syftar till att utveckla och vidmakthålla en fungerande europeisk marknad för el, ska även den verksamheten anses ingå i företagets nätverksamhet när intäktsramen bestäms.

I paragrafen sker följdändringar med anledning av ändrad terminologi i 1 kap. 4 § ellagen.

19 §

Om *en systemansvarig för överföringssystem* är en statlig myndighet och har finansierat en förstärkning av elnätet enligt ett sådant avtal som avses i 4 kap. 10 § andra stycket, ska, när intäktsramen bestäms, företagets kostnader med anledning av avtalet anses ha uppstått i företagets nätverksamhet.

I paragrafen sker följdändringar med anledning av ändrad terminologi i 1 kap. 4 § ellagen.

30 §

Om *en systemansvarig för överföringssystem* är en statlig myndighet och har finansierat en förstärkning av elnätet enligt ett sådant avtal som avses i 4 kap. 10 § andra stycket, ska intäkter med anledning av avtalet anses vara intäkter från *transport* av el vid avstämning mot intäktsramen.

I paragrafen sker följdändringar med anledning av ändrad terminologi i 1 kap. 4 § ellagen.

6 kap. Mätning av transporterad el

Skyldighet att mäta transporterad el

1 §

En systemansvarig ska mäta och registrera mängden *transporterad* el.

I paragrafen sker följdändringar med anledning av ändrad terminologi i 1 kap. 4 § ellagen.

2 §

Regeringen eller den myndighet som regeringen bestämmer får meddela föreskrifter om

1. mätning och registrering enligt 1 §,

2. skyldighet för *systemansvariga* att beräkna mängden *transporterad* el, och
3. de funktionskrav som mätsystem och mätutrustning ska uppfylla.

I paragrafen sker följdändringar med anledning av ändrad terminologi i 1 kap. 4 § ellagen.

3 §

I kommissionens genomförandeförordning (EU) 2023/1162 av den 6 juni 2023 om krav på driftskompatibilitet och icke-diskriminerande och transparenta förfaranden för tillgång till mät- och förbrukningsuppgifter finns bestämmelser om tillgång till mätresultat.

En systemansvarig har de skyldigheter och ska utföra de uppgifter som enligt kommissionens genomförandeförordning (EU) 2023/1162 gäller för
1. administratörer av mätuppgifter, med undantag för vad som anges i artikel 5.3,
2. mätpunktsadministratörer,
3. leverantörer av uppgiftstillgång, och
4. tillståndsadministratörer.

I paragrafen sker följdändringar med anledning av ändrad terminologi i 1 kap. 4 § ellagen.

3 a §

En systemansvarig ska på begäran av en elproducent rapportera resultaten av de mätningar som görs enligt 1 § till ett företag som elproducenten har utsett.

I paragrafen sker följdändringar med anledning av ändrad terminologi i 1 kap. 4 § ellagen.

4 §

Regeringen eller den myndighet som regeringen bestämmer får meddela föreskrifter om
1. skyldighet för *systemansvariga* att rapportera
a) mätresultat,
b) beräkningar av mängden *transporterad* el, och

2. vad som ska gälla på kommunikations- och komponentnivåerna vid informationsutbyte enligt kommissionens genomförandeförordning (EU) 2023/1162.

I paragrafen sker följdändringar med anledning av ändrad terminologi i 1 kap. 4 § ellagen.

5 §

En elanvändare som begär att elförbrukningen ska mätas på något annat sätt än enligt föreskrifter som meddelats med stöd av 2 § 1 ska av *den systemansvarige* debiteras merkostnaden för denna mätning och för rapporteringen av resultaten av dessa mätningar. Om mätningen av elanvändarens förbrukning då kräver en annan mätutrustning än vid mätning enligt de nämnda föreskrifterna, ska elanvändaren betala kostnaden för mätaren med tillhörande insamlingsutrustning och för dess installation i uttagspunkten.

En elanvändare får inte debiteras merkostnader för att den har

1. ingått ett avtal om leverans av el som förutsätter att mängden *transporterad* el ska mätas per kvart eller per timme, eller

2. begärt att *den systemansvarige* ska lämna information som visar elanvändarens förbrukning per kvart eller per timme.

I paragrafen sker följdändringar med anledning av ändrad terminologi i 1 kap. 4 § ellagen.

6 §

En systemansvarig ska debitera en elproducent kostnaden för en mätare med tillhörande insamlingsutrustning och för dess installation i inmatningspunkten hos elproducenten. Detta gäller dock inte de elproducenter som avses i 4 kap. 37 §.

I paragrafen sker följdändringar med anledning av ändrad terminologi i 1 kap. 4 § ellagen.

7 §

En systemansvarig får debitera enskilda elanvändare och elproducenter kostnader för mätning endast i den utsträckning som anges i 5 och 6 §§.

I paragrafen sker följdändringar med anledning av ändrad terminologi i 1 kap. 4 § ellagen.

7 a §

En systemansvarig ska debitera en sådan berättigad part som avses i kommissionens genomförandeförordning (EU) 2023/1162 kostnader som uppstår på grund av att *den systemansvarige*

1. hanterar en begäran om att ge den berättigade parten tillgång till mätresultat,
2. hanterar en begäran från den berättigade parten om att avsluta överföring av mätresultat, eller
3. ger den berättigade parten tillgång till mätresultat.

I paragrafen sker följdändringar med anledning av ändrad terminologi i 1 kap. 4 § ellagen.

8 §

Nätmyndigheten ska ta upp en tvist om vilka kostnader som ska debiteras enligt 5, 6 eller 7 a §.

En tvist ska dock inte prövas om ansökan om prövning kommit in till nätmyndigheten senare än två år efter det att *den systemansvarige* skickat ett skriftligt ställningstagande till den berörda parten under partens senaste kända adress.

I paragrafen sker följdändringar med anledning av ändrad terminologi i 1 kap. 4 § ellagen.

9 §

En systemansvarig ska se till att elanvändare får lämplig information i samband med installation av nya mätare.

I paragrafen sker följdändringar med anledning av ändrad terminologi i 1 kap. 4 § ellagen.

11 §

Regeringen eller den myndighet som regeringen bestämmer får meddela föreskrifter om skyldighet för *systemansvariga* att lämna sådana upplysningar som är nödvändiga för att Sverige ska kunna uppfylla sina skyldigheter enligt artikel 10 i kommissionens genomförandeförordning (EU) 2023/1162.

I paragrafen sker följdändringar med anledning av ändrad terminologi i 1 kap. 4 § ellagen.

8 kap. Balansansvar

1 §

Detta kapitel innehåller bestämmelser om balansansvar. Bestämmelserna kompletterar vad som framgår om balansansvar i EU:s elmarknadsförordning och kommissionens förordning (EU) 2017/2195 av den 23 november 2017 om fastställande av riktlinjer för balanshållning avseende el, samt de metoder som är framtagna med stöd av förordningen.

Av bestämmelsen framgår att balansansvaret regleras i EU:s elmarknadsförordning och kommissionens förordning (EU) 2017/2195 av den 23 november 2017 om fastställande av riktlinjer för balanshållning avseende el. Kapitlet innehåller bestämmelser som kompletterar dessa direkt tillämpliga bestämmelser.

Förslaget behandlas i avsnitt 7.2.4 och 7.3.1.

Avtal om balansansvar

2 §

Den som åtar sig att vara balansansvarig part eller leverantör av balanstjänster ska ingå avtal dels med den systemansvarige för överföringssystem, dels med den som utför avräkningen mellan balansansvariga parter och leverantörer av balanstjänster.

Villkoren i avtalen ska vara objektiva och icke-diskriminerande.

Bestämmelsen motsvarar nuvarande 8 kap. 14 §. Balansansvarig har ersatts med *balansansvarig part och leverantör av balanstjänster*, samt *den systemansvariga myndigheten* med *den systemansvarige för överföringssystem.*

Förslaget behandlas i avsnitt 7.2.4 och 7.3.1.

3 §

Ett avtal enligt 2 § mellan leverantören av balanstjänster och den systemansvarige för överföringssystem ska innehålla ett åtagande av leverantören av balanstjänster att betala en ersättning till den systemansvarige för överföringssystem om balansansvaret omfattar sådana obalanser som kan uppkomma vid tillhandahållande av tjänster för efterfrågeflexibilitet genom aggregering.

Ersättning enligt första stycket ska motsvara sådana kostnader som den systemansvarige för överföringssystem enligt 6 § första stycket ska kompensera elleverantörer för.

Metoden för att beräkna ersättning enligt första stycket ska utformas så att

1. den inte hindrar aggregering eller efterfrågeflexibilitet,

2. kompensationen för balansansvariga parter och elleverantörer avser endast de kostnader för att anskaffa el som uppkommer under aktiveringen av efterfrågeflexibiliteten, och

3. hänsyn tas till de fördelar som aggregeringstjänsten kan innebära för någon annan som åtagit sig balansansvar eller som levererar el i leveranspunkten.

Bestämmelsen motsvarar i huvudsak nuvarande 8 kap. 15 § första stycket 2 och andra stycket samt 16 §. *Den balansansvarige* har ersatts med *leverantören av balanstjänster* och *den systemansvariga myndigheten* med *den systemansvarige för överföringssystem*. Bestämmelsen ändras också så att elleverantören endast ska ersättas vid uppreglering, dvs. ökad produktion eller minskad förbrukning.

Förslaget behandlas i avsnitt 7.2.4 och 7.3.1.

4 §

Ett avtal enligt 2 § mellan

1. balansansvariga parter eller leverantörer av balanstjänster, och

2. den som utför avräkningen mellan balansansvariga parter och leverantörer av balanstjänster ska innehålla villkoren för avräkningen.

Bestämmelsen motsvarar nuvarande 8 kap. 17 §. Balansansvariga har ersatts med *balansansvariga parter och leverantörer av balanstjänster.*

Förslaget behandlas i avsnitt 7.2.4 och 7.3.1.

Anskaffning av produktionskapacitet för att fullgöra ett åtagande

5 §

En leverantör av balanstjänster som använder någon annans produktionskapacitet särskilt för att fullgöra sina åtaganden enligt sådana avtal som avses i 2 § får inte ställa upp villkor som utesluter elproducenter från att tillhandahålla sådan kapacitet med hänvisning endast till kraftslag. Leverantören av balanstjänster ska anskaffa kapacitet på ett öppet, icke-diskriminerande och marknadsorienterat sätt.

Bestämmelsen motsvarar nuvarande 8 kap. 21 §. Balansansvarig har ersatts med leverantörer av balanstjänster.

Förslaget behandlas i avsnitt 7.2.4 och 7.3.1.

Ersättning till elleverantörer

6 §

Den systemansvarige för överföringssystem ska ersätta elleverantörer som har anmält till den systemansvarige att de levererar el i en uttagspunkt för sådana kostnader för att anskaffa el som en leverantör av aggregeringstjänster orsakar genom att tillhandahålla tjänster för efterfrågeflexibilitet i uttagspunkten, om kostnaderna uppkommer under aktiveringen av efterfrågeflexibiliteten genom ökad produktion eller minskad förbrukning.

Ersättningen ska beräknas enligt grunder som anges i sådana avtal som avses i 3 §.

Bestämmelsen motsvarar nuvarande 8 kap. 26 §. Den systemansvariga myndigheten har ersatts med den systemansvarige för överföringssystem. Bestämmelsen ändras också så att elleverantören endast ska ersättas vid uppreglering, dvs. ökad produktion eller minskad förbrukning.

Förslaget behandlas i avsnitt 7.2.4 och 7.3.1.

Övertagande av balansansvar i en leveranspunkt

7 §

Ett övertagande av balansansvaret i en leveranspunkt där någon har åtagit sig balansansvaret får, när det inte samtidigt sker ett byte av elleverantör, göras endast från och med den första dagen i en kalendermånad.

Balansansvaret får i ett sådant fall övertas endast om den elleverantör som vill byta balansansvarig part har informerat den systemansvarige om bytet senast en månad före övertagandet.

Bestämmelsen motsvarar nuvarande 8 kap. 27 §. Balansansvarig har ersatts med balansansvarig part och nätföretaget med den systemansvarige.

Förslaget behandlas i avsnitt 7.2.4 och 7.3.1.

8 §

Den systemansvarige för överföringssystem får i det enskilda fallet medge att balansansvaret i en leveranspunkt ska börja gälla tidigare än vad som följer av 7 §, om det finns särskilda skäl.

Bestämmelsen motsvarar nuvarande 8 kap. 28 §. Den systemansvariga myndigheten har ersatts med den systemansvarige för överföringssystem.

Förslaget behandlas i avsnitt 7.2.4 och 7.3.1.

9 §

Regeringen eller den myndighet som regeringen bestämmer får meddela föreskrifter om skyldighet för en systemansvarig att sända underrättelser med anledning av en anmälan enligt 7 § andra stycket.

Bestämmelsen motsvarar nuvarande 8 kap. 29 §. Ett nätföretag har ersatts med en systemansvarig.

Förslaget behandlas i avsnitt 7.2.4 och 7.3.1.

Underrättelser om att balansansvaret upphör

10 §

Om den systemansvarige för överföringssystem får kännedom om att ett avtal enligt 2 § ska upphöra att gälla, ska den systemansvarige för överföringssystem genast underrätta de systemansvariga på vilkas ledningsnät de leveranspunkter är belägna för vilka balansansvaret kommer att upphöra. Detta gäller dock endast om det rör sig om ett avtal som har ingåtts med någon som i ett avtal med en elleverantör har åtagit sig balansansvaret i leveranspunkter där elleverantören levererar eller tar emot el.

Bestämmelsen motsvarar nuvarande 8 kap. 30 §. *Den systemansvariga myndigheten* har ersatts med *den systemansvarige för överföringssystem* och *nätföretaget* med *den systemansvarige*.

Förslaget behandlas i avsnitt 7.2.4 och 7.3.1.

11 §

Den som i ett avtal med en elleverantör har åtagit sig balansansvaret i de leveranspunkter där elleverantören levererar eller tar emot el ska, när den får kännedom om att avtalet ska upphöra att gälla, utan dröjsmål underrätta den systemansvarige för överföringssystem och de systemansvariga på vars ledningsnät de leveranspunkter är belägna där balansansvaret kommer att upphöra att gälla.

Bestämmelsen motsvarar nuvarande 8 kap. 31 §. *Den systemansvariga myndigheten* har ersatts med *den systemansvarige för överföringssystem* och *de nätföretag* med *de systemansvariga*.

Förslaget behandlas i avsnitt 7.2.4 och 7.3.1.

12 §

En systemansvarig som tar emot en underrättelse enligt 10 eller 11 § ska utan dröjsmål underrätta berörda elleverantörer om att balansansvaret kommer att upphöra.

Bestämmelsen motsvarar nuvarande 8 kap. 32 §. Ett nätföretag har ersatts med en systemansvarig.

Förslaget behandlas i avsnitt 7.2.4 och 7.3.1.

Återställande av balansansvar

13 §

En elleverantör som med omedelbar verkan förlorat sitt balansansvar får återställa balansansvaret inom en tidsfrist om tio vardagar, dock högst femton kalenderdagar. Tidsfristen börjar löpa dagen efter den dag då elleverantören har tagit del av eller haft möjlighet att ta del av den först mottagna underrättelsen enligt 12 §.

Den tidsfrist för att återställa balansansvaret som anges i första stycket gäller också en elleverantör vars avtal om balansansvar sagts upp och upphör att gälla före fristens utgång.

Bestämmelsen motsvarar nuvarande 8 kap. 33 §.

Förslaget behandlas i avsnitt 7.2.4 och 7.3.1.

14 §

En elleverantör kan inte återställa sitt balansansvar enligt 13 § om elleverantören har trätt i likvidation, ställt in betalningarna, försatts i konkurs eller har förklarat sig inte ha för avsikt att återställa balansansvaret.

Om elleverantören under tidsfristen träder i likvidation, ställer in betalningarna, försätts i konkurs eller förklarar sig inte ha för avsikt att återställa balansansvaret, upphör tidsfristen omedelbart att löpa.

Bestämmelsen motsvarar nuvarande 8 kap. 34 §.

Förslaget behandlas i avsnitt 7.2.4 och 7.3.1.

15 §

För att balansansvaret ska bli återställt ska elleverantören underrätta berörda systemansvariga om vem som har åtagit sig balansansvaret i de leveranspunkter där elleverantören levererar eller tar emot el. Underrättelsen ska ha tagits emot inom tidsfristen.

Bestämmelsen motsvarar nuvarande 8 kap. 35 §. Berörda nätföretag har ersatts med berörda systemansvariga.

Förslaget behandlas i avsnitt 7.2.4 och 7.3.1.

16 §

Ett återställt balansansvar gäller från och med dagen efter det att en underrättelse enligt 15 § har tagits emot.

Bestämmelsen motsvarar nuvarande 8 kap. 36 §.

Förslaget behandlas i avsnitt 7.2.4 och 7.3.1.

Upphörande av balansansvar

17 §

Om den systemansvarige inte har tagit emot en underrättelse från elleverantören om vem som är ny balansansvarig part i berörda leveranspunkter innan den tidsfrist som anges i 13 § har löpt ut, ska den systemansvarige dagen efter fristens utgång flytta berörda elanvändare och elproducenter till den leveransskyldige sistahandsleverantör som är utsedd enligt 9 kap. 3 §.

Bestämmelsen motsvarar delvis nuvarande 8 kap. 37 §. Paragrafen behandlar vad som ska ske när en systemansvarig inte fått underrättelse om vem som är ny balansansvarig part inom angiven tidsfrist. Flytt av berörda elanvändare och elproducenter ska då ske till den leveransskyldighet sistahandsleverantören.

Förslaget behandlas i avsnitt 8.7.

18 §

Om en elleverantör inte får återställa balansansvaret enligt 13 § eller om den tidsfrist som anges där upphör att löpa enligt 14 § andra stycket, ska den systemansvarige så snart som möjligt flytta berörda elanvändare eller elproducenter till den leveransskyldige sistahandsleverantören.

Bestämmelsen motsvarar delvis nuvarande 8 kap. 38 §. Paragrafen behandlar vad som ska ske om balansansvar inte återställs inom angiven tidsfrist. Flytt av berörda elanvändare och elproducenter ska då ske till den leveransskyldighet sistahandsleverantören.

Förslaget behandlas i avsnitt 8.7.

19 §

Den systemansvarige ska utan dröjsmål underrätta

1. elanvändarna och elproducenterna om den leveransskyldige sistahandsleverantör till vilken flytt skett enligt 17 eller 18 §, och

2. elanvändarna om bestämmelserna i denna lag om byte av elleverantör.

Bestämmelsen motsvarar delvis nuvarande 8 kap. 39 §. Paragrafen behandlar den systemansvariges skyldighet att informera elanvändare och elproducenter om dels den leveransskyldige sistahandsleveran-

tör till vilken flytt skett enligt 17 eller 18 §§, dels lagbestämmelserna som rör byte av elleverantör.

Förslaget behandlas i avsnitt 8.7.

20 §

En leveransskyldig sistahandsleverantör som har övertagit elanvändare eller elproducenter enligt 17 eller 18 § ska utan dröjsmål underrätta

1. elanvändarna om leverantörens villkor för leveransen, och

2. elproducenterna om leverantörens villkor för mottagande av el.

För leverans av el enligt punkt 1 ovan gäller 9 kap. 4 §.

Den leveransskyldige sistahandsleverantören ska utan dröjsmål efter övertagande av elanvändare eller producenter uppmana dessa att snarast teckna ett nytt elhandelsavtal med valfri elleverantör.

Bestämmelsen motsvarar delvis nuvarande 8 kap. 40 §.

Första stycket behandlar en leveransskyldig sistahandsleverantörs skyldighet att utan dröjsmål underrätta elanvändare om och elproducenter om villkor för leverans respektive mottagande av el.

Enligt *andra stycket* ska den leveransskyldige sistahandsleverantören låta elanvändare fritt välja elavtal ur elleverantörens standardutbud.

I *tredje stycket* föreskrivs en skyldighet för den leveransskyldige sistahandsleverantören att uppmana elanvändare eller elproducenter att teckna ett nytt elhandelsavtal med en valfri elleverantör. Det ska ske utan dröjsmål från detta att den leveransskyldige sistahandsleverantören övertagit elanvändare eller producenter efter förlust av balansansvar eller konkurs.

Förslaget behandlas i avsnitt 8.7.

21 §

Om en systemansvarig enligt 17 eller 18 § flyttar elanvändare eller producenter till den leveransskyldige sistahandsleverantören, gäller ett balansansvar som en ny balansansvarig part åtagit sig från och med dagen för flytten.

Bestämmelsen motsvarar delvis nuvarande 8 kap. 41 §. Paragrafen anger att det balansansvar som en ny balansansvarig part åtagit sig från och med dagen för en flytt av elanvändare eller elproducenter

till en leveransskyldig sistahandsleverantör gäller från och med dagen då flytt sker.

Förslaget behandlas i avsnitt 8.7.

Skyldighet för systemansvariga att underrätta den systemansvarige för överföringssystem

22 §

En systemansvarig ska hålla den systemansvarige för överföringssystem underrättad om vem som har åtagit sig balansansvaret för den systemansvariges egna inköp.

Bestämmelsen motsvarar nuvarande 8 kap. 41 §. *Den systemansvariga myndigheten* har ersatts med *den systemansvarige för överföringssystem* och *ett nätföretag* med *en systemansvarig*.

Förslaget behandlas i avsnitt 7.2.4 och 7.3.1.

23 §

Regeringen eller den myndighet som regeringen bestämmer får meddela föreskrifter om skyldighet för en systemansvarig att hålla den systemansvarige för överföringssystem underrättad om byte av balansansvariga parter enligt detta kapitel.

Bestämmelsen motsvarar nuvarande 8 kap. 42 §. *Den systemansvariga myndigheten* har ersatts med *den systemansvarige för överföringssystem*, *ett nätföretag* med *en systemansvarig* och *balansansvariga* med *balansansvariga parter*.

Förslaget behandlas i avsnitt 7.2.4 och 7.3.1.

9 kap.

1 §

För leverans av el krävs att elanvändare tecknar avtal med den systemansvarige och en elleverantör.

En elleverantör får ingå avtal om leverans av el i en uttagspunkt enbart med den elanvändare som enligt avtal med *den* berörda *systemansvarige* har rätt att ta ut el i uttagspunkten.

Första stycket är nytt. Förslaget behandlas i avsnitt 8.6. Av stycket framgår att det för leverans av el krävs att en elanvändare tecknar avtal med den systemansvarige och en elleverantör, det vill säga ett nätavtal och ett elhandelsavtal.

Andra stycket motsvarar nuvarande bestämmelse. I stycket sker följdändringar med anledning av ändrad terminologi i 1 kap. 4 § ellagen.

1 a §

Om en elleverantör säger upp avtal med en elanvändare är elleverantören skyldig att samma dag underrätta den systemansvarige om uppsägningen.

Paragrafen är ny och behandlas i avsnitt 8.6. Om en elleverantör säger upp ett avtal på med en elanvändare behöver nätföretaget få meddelande om detta till undvikande av nätförluster.

2 §

En elleverantör, som ska börja leverera el i en uttagspunkt eller överta leveranserna till en elanvändare i dennes uttagspunkt, ska omedelbart anmäla till *den* berörda *systemansvarige* att leverans ska påbörjas. Anmälan ska även innehålla en uppgift om vem som har åtagit sig balansansvaret i uttagspunkten.

En elleverantör får överta leveranserna till en elanvändare i dennes uttagspunkt fjorton dagar efter anmälan.

Första och andra styckena gäller inte elleverantörer som avser att leverera el enligt fastkraftsavtal. Leverans får i dessa fall påbörjas endast efter att elleverantören anmält det till den elleverantör som enligt 14 § första stycket är leveransskyldig i elanvändarens uttagspunkt och till den som åtagit sig balansansvaret i den uttagspunkten.

I paragrafen sker följdändringar med anledning av ändrad terminologi i 1 kap. 4 § ellagen.

Leveransskyldig sistahandsleverantör

3 §

Den elleverantör som har störst marknadsandel inom en systemansvarigs nätkoncession för område eller nätkoncessioner för områden som redovisas samlat enligt 3 kap. 51 § ska, efter förfrågan från elanvändare med en förväntad årsförbrukning under 100 000 kilowattimmar el, mot betalning leverera el inom den systemansvariges område.

Störst marknadsandel har den elleverantör, beräknat per den 1 december, som under den föregående tolvmånadersperioden har levererat störst antal kilowattimmar el till elanvändare med en förväntad årsförbrukning under 100 000 kilowattimmar.

Paragrafen är ny och behandlar frågan om leveransskyldig sistahandsleverantör gentemot elanvändare med en förväntad årsförbrukning under 100 000 kilowattimmar och ersätter det tidigare anvisningssystemet.

Enligt *första stycket* är leveransskyldig sistahandsleverantör den som har störst marknadsandelar inom en nätkoncession för område eller nätkoncessioner för områden som redovisas samlat enligt 3 kap. 51 §. Denne är skyldig att efter förfrågan och mot betalning leverera el till elanvändare med en förväntad årsförbrukning under 100 000 kilowattimmar inom området.

Enligt *andra stycket* avgörs frågan om vilken elleverantör som har störst marknadsandel genom en beräkning per den 1 december av vilken elleverantör som levererat störst antal kilowattimmar el till elanvändare med en förväntad årsförbrukning under 100 000 kilowattimmar under den föregående tolvmånadersperioden.

Förslaget behandlas i avsnitt 8.6.

4 §

En leveransskyldig sistahandsleverantör ska låta sådana elanvändare som avses i 3 § fritt välja elavtal ur elleverantörens standardutbud.

Paragrafen är ny och behandlar frågan om vad den leveransskyldige ska erbjuda de elanvändare som avses i 3 §. Med standardutbud avses att elanvändaren ska få välja bland de avtal som tillhandahålls och marknadsförs av sistahandsleverantören.

Förslaget behandlas i avsnitt 8.6.

14 §

En elleverantör som levererar el till en elanvändare i en uttagspunkt är, oavsett vad som avtalats, skyldig att fortsätta leverera el till dess

1. elanvändaren slutar att ta ut el i uttagspunkten,
2. någon annan elleverantör börjar leverera el till elanvändaren i uttagspunkten, eller
3. *distributionen* av el enligt 11 kap. 2 eller 3 § eller enligt avtal får avbrytas på grund av att elanvändaren har åsidosatt sina skyldigheter gentemot elleverantören.

Första stycket gäller inte leverans av el enligt ett fastkraftsavtal.

I paragrafen sker följdändringar med anledning av ändrad terminologi i 1 kap. 4 § ellagen.

18 §

En elleverantör som har leveransavtal med fler än 200 000 elanvändare ska kunna erbjuda avtal med dynamiska elpriser till elanvändare som har en mätare och mätutrustning som kan mäta mängden *transporterad* el och registrera den med ett tidsintervall som minst motsvarar frekvensen för avräkning på marknaden.

I paragrafen sker följdändringar med anledning av ändrad terminologi i 1 kap. 4 § ellagen.

32 §

Innan en leverantör av aggregeringstjänster börjar tillhandahålla sådana tjänster i en elanvändares uttagspunkt ska leverantören göra en anmälan till *den systemansvarige* som elanvändaren har avtal med. Motsvarande gäller innan leverantören övertar leveranser av aggregeringstjänster från en annan leverantör av sådana tjänster.

I paragrafen sker följdändringar med anledning av ändrad terminologi i 1 kap. 4 § ellagen.

10 kap.

10 §

Om uttagspunkten är elektriskt frånkopplad i en eller flera faser från spänningssatt koncessionerat nät under en sammanhängande period om minst tolv timmar har elanvändaren rätt till avbrottsersättning.

Elanvändaren har inte rätt till avbrottsersättning om

1. avbrottet beror på elanvändarens försummelse,

2. *distributionen* av el avbryts för att vidta åtgärder som är motiverade av elsäkerhetsskäl eller för att upprätthålla en god drift- och leveranssäkerhet och avbrottet inte pågår längre än åtgärden kräver,

3. avbrottet är hänförligt till ett fel i en koncessionshavares ledningsnät och felet beror på ett hinder utanför den koncessionshavarens kontroll som koncessionshavaren inte skäligen kunde förväntas ha räknat med och vars följder koncessionshavaren inte heller skäligen kunde ha undvikit eller övervunnit, eller

4. avbrottet är hänförligt till ett fel i ett ledningsnät vars ledningar har en spänning om 220 kilovolt eller mer.

I paragrafen sker följdändringar med anledning av ändrad terminologi i 1 kap. 4 § ellagen.

12 §

När avbrottsersättning beräknas ska en period med avbruten *distribution* av el (avbrottsperiod) anses avslutad vid den tidpunkt då avbrottet upphört, om *distributionen* därefter har fungerat oavbrutet under de närmast följande två timmarna.

Avbrottsersättningen ska för en avbrottsperiod om minst tolv timmar och högst tjugofyra timmar betalas med 12,5 procent av elanvändarens beräknade årliga nätkostnad, dock lägst 2 procent av prisbasbeloppet enligt 2 kap. 6 och 7 §§ socialförsäkringsbalken avrundat till närmast högre hundratal kronor.

Om avbrottsperioden är längre än tjugofyra timmar ska för varje därefter påbörjad tjugofyratimmarsperiod ytterligare ersättning betalas med 25 procent av elanvändarens beräknade årliga nätkostnad, dock lägst 2 procent av prisbasbeloppet avrundat till närmast högre hundratal kronor.

Avbrottsersättningen ska för en avbrottsperiod uppgå till högst 300 procent av elanvändarens beräknade årliga nätkostnad.

I paragrafen sker följdändringar med anledning av ändrad terminologi i 1 kap. 4 § ellagen.

13 §

Om skyldigheten att betala avbrottsersättning är oskäligt betungande med hänsyn till de ekonomiska förhållandena hos den som är ersättningsskyldig enligt 11 § eller den som slutligt *ska* betala ersättningen enligt 16 §, får ersättningen jämkas efter vad som är skäligt.

Ersättningen får också jämkas efter vad som är skäligt, om arbetet med att få i gång *distributionen* av el har behövt försenas för att inte utsätta arbetstagarna för betydande risker.

I paragrafen sker följdändringar med anledning av ändrad terminologi i 1 kap. 4 § ellagen samt språkliga justeringar.

11 kap. Avbrytande av distribution av el till konsumenter

1 §

Detta kapitel gäller avbrytande av *distribution* av el till konsumenter.

Avtalsvillkor som i jämförelse med bestämmelserna i kapitlet är till nackdel för konsumenten är utan verkan mot denne.

I paragrafen sker följdändringar med anledning av ändrad terminologi i 1 kap. 4 § ellagen.

Avbrytande av distribution av el på grund av konsumentens avtalsbrott

2 §

Distribution av el till en konsument får avbrytas, om

1. konsumenten har åsidosatt sina skyldigheter enligt avtalet med *den systemansvarige* eller elleverantören om *distribution* eller leverans av el,
2. det rör sig om ett väsentligt avtalsbrott,
3. konsumenten har uppmanats att inom en viss skälig tid vidta rättelse och, om det inte rör sig om utebliven betalning, tillsammans med uppmaningen informerats om att *distributionen* annars kan komma att avbrytas,
4. den tid som avses i 3 har löpt ut,
5. rättelse inte har skett, och
6. omständigheterna är sådana att det saknas anledning att befara att ett avbrott skulle medföra en personskada som inte är obetydlig eller en omfattande sakskada.

Om konsumenten har handlat otillbörligt, får *distributionen* avbrytas trots att omständigheterna inte är sådana som anges i första stycket 6.

I paragrafen sker följdändringar med anledning av ändrad terminologi i 1 kap. 4 § ellagen.

3 §

Vid utebliven betalning får *distributionen* av el till en konsument avbrytas endast om

1. betalningen avser *distribution* eller leverans av el,
2. förutsättningarna för avbrytande enligt 2 § är uppfyllda och konsumenten i god tid har informerats om vilka alternativ som finns för att undvika att *distributionen* avbryts,
3. konsumenten efter att den tid för rättelse som avses i 2 § första stycket 3 löpt ut har uppmanats att betala inom tre veckor från det att konsumenten har delgetts uppmaningen tillsammans med information om att *distributionen* annars kan avbrytas,
4. ett meddelande om den uteblivna betalningen samtidigt med uppmaningen enligt 3 har lämnats till socialnämnden i den kommun där konsumenten får elen *distribuerad*,
5. de tre veckorna som avses i 3 har löpt ut,
6. socialnämnden inte inom de tre veckorna skriftligen har meddelat den som lämnade meddelandet enligt 4 att nämnden tar på sig betalningsansvaret för skulden,
7. betalningen inte har skett, och
8. fordringen inte är tvistig.

I paragrafen sker följdändringar med anledning av ändrad terminologi i 1 kap. 4 § ellagen.

4 §

En systemansvarig och en elleverantör har rätt till skälig ersättning av en konsument för kostnaderna för

1. uppmaningar och information till konsumenten enligt 2 och 3 §§, dock inte i fråga om information som rör vilka alternativ som finns för att undvika att *distributionen* avbryts,
2. meddelanden till socialnämnden enligt 3 §, och
3. avstängningsåtgärden.

I paragrafen sker följdändringar med anledning av ändrad terminologi i 1 kap. 4 § ellagen.

Avbrytande av distribution av el av säkerhetsskäl

5 §

Den systemansvarige får avbryta *distributionen* av el till en konsument om det behövs för att företaget ska kunna

1. vidta åtgärder som är motiverade av elsäkerhetsskäl, eller
2. upprätthålla en god drift- och leveranssäkerhet.

Ett sådant avbrott får inte pågå längre än vad åtgärden kräver.

Om *den systemansvarige* kan förutse annat än kortvariga avbrott i *distributionen*, ska konsumenten underrättas om detta i god tid före avbrottet. Konsumenten ska underrättas personligen eller, om det är lämpligt, genom anslag.

I paragrafen sker följdändringar med anledning av ändrad terminologi i 1 kap. 4 § ellagen.

Skadestånd vid avbruten distribution av el

6 §

Om *distributionen* av el avbryts med hänvisning till konsumentens avtalsbrott utan att förutsättningarna i 2 eller 3 § är uppfyllda har konsumenten rätt till ersättning för skada som har orsakats av *den systemansvarige*.

Om *distributionen* av el har avbrutits på begäran av elleverantören, ska i stället denne ersätta konsumenten för den uppkomna skadan.

I paragrafen sker följdändringar med anledning av ändrad terminologi i 1 kap. 4 § ellagen.

7 §

Om *den systemansvarige* inte har underrättat konsumenten enligt 5 § tredje stycket, har konsumenten rätt till ersättning för skada som har orsakats av *den systemansvarige*.

I paragrafen sker följdändringar med anledning av ändrad terminologi i 1 kap. 4 § ellagen.

8 §

En konsument har rätt till ersättning för skada som har orsakats av *den systemansvarige*, om *distributionen* av el avbryts utan att det beror på konsumentens avtalsbrott och utan att det finns rätt att avbryta *distributionen* enligt 5 § första stycket. Detta gäller dock inte om *den systemansvarige* visar att avbrottet beror på ett hinder utanför dess kontroll som *den systemansvarige* inte skäligen kunde förväntas ha räknat med och vars följder företaget inte heller skäligen kunde ha undvikit eller övervunnit.

Om avbrottet beror på någon som *den systemansvarige* har anlitat för att utföra underhåll, reparation eller liknande arbete, är *den systemansvarige* fritt från skadeståndsskyldighet endast om också den som företaget har anlitat skulle vara fri enligt första stycket.

I paragrafen sker följdändringar med anledning av ändrad terminologi i 1 kap. 4 § ellagen.

12 kap.

1 §

Den eller de myndigheter som regeringen bestämmer utövar tillsyn över att denna lag och föreskrifter eller villkor som har meddelats i anslutning till lagen följs när det gäller frågor om driftsäkerheten hos det nationella elsystemet.

I övrigt utövar nätmyndigheten tillsyn över att lagen och föreskrifter eller villkor som har meddelats i anslutning till lagen följs. Tillsynen omfattar inte att 7, 10 och 11 kap. följs. När det gäller elleverantörers skyldigheter enligt 8 kap. omfattar tillsynen endast att elleverantörerna följer 8 kap. *20* §.

Nätmyndigheten är tillsynsmyndighet enligt EU:s elmarknadsförordning.

Paragrafen behandlar vilka myndigheter som utövar tillsyn över lagen.

I *andra stycket* ändras hänvisningen till 8 kap., eftersom kapitlet ersätts med ett nytt.

Tidsfrister för beslut efter anmälan mot en systemansvarig

14 §

Nätmyndigheten ska fatta beslut i ett ärende inom två månader från det att en anmälan kom in till myndigheten om anmälan

1. har lämnats in av någon som har ett intresse i saken, och

2. innehåller ett påstående om att *en systemansvarig* inte följer bestämmelser som omfattas av nätmyndighetens tillsyn enligt 1 §.

Om nätmyndigheten behöver ytterligare tid för att avgöra ärendet, får myndigheten förlänga tiden med två månader eller, om sökanden medger det, med den ytterligare tid som kan behövas för att ärendet ska kunna avgöras.

Första och andra styckena gäller inte om en tvist i fråga om den skyldighet som anmälan avser ska tas upp av nätmyndigheten enligt 3 kap. 44 §, 4 kap. 13 eller 39 § eller 6 kap. 8 §.

I paragrafen sker följdändringar med anledning av ändrad terminologi i 1 kap. 4 § ellagen.

Skyldighet att informera myndighet om avbrytande av distributionen av el

16 §

Regeringen eller den myndighet som regeringen bestämmer får meddela föreskrifter om skyldighet för nätkoncessionshavare att informera en myndighet om avbrytande av *distributionen* av el till elanvändare och skälen till avbrytandet.

I paragrafen sker följdändringar med anledning av ändrad terminologi i 1 kap. 4 § ellagen.

17 §

Regeringen eller den myndighet som regeringen bestämmer får meddela föreskrifter om skyldighet för *systemansvariga* att till nätmyndigheten lämna information som myndigheten behöver för att fullgöra sina uppgifter enligt artikel 59.1 i elmarknadsdirektivet.

I paragrafen sker följdändringar med anledning av ändrad terminologi i 1 kap. 4 § ellagen.

13 kap.

1 §

Till böter eller fängelse i högst ett år döms den som uppsåtligen eller av oaktsamhet

1. bryter mot 2 kap. 1 eller 3 §, eller
2. bryter mot villkor som meddelats med stöd av 2 kap. 18 §.
Till böter döms den som uppsåtligen eller av oaktsamhet
1. bryter mot 2 kap. 47 §, eller
2. bryter mot föreskrifter som har meddelats med stöd av *3 kap 70 §.*
I ringa fall ska gärningen inte utgöra brott.

Paragrafen innehåller straffbestämmelser vid brott mot lagen.

I *andra stycket punkten 2* ändras hänvisningen, eftersom bestämmelsen flyttas från 8 kap. 10 § till 3kap. 70 §.

Förslaget behandlas i avsnitt 5.3.5 och 5.3.7.

5 §

Följande beslut av nätmyndigheten får överklagas till regeringen:
1. beslut enligt 2 kap. 1, 6–9, 22, 25–29, 31, 39, 41, 43, 44 och 48 §§, om ärendet avser en ledning som ingår i ett *överföringssystem*,
2. beslut att inte inleda en omprövning efter en ansökan som avses i 2 kap. 32 §, om ärendet avser en ledning som ingår i ett *överföringssystem* eller avser en utlandsförbindelse, och
3. beslut i frågor om tillträde till mark enligt 2 kap. 57 och 62 §§.

I paragrafen sker följdändringar med anledning av ändrad terminologi i 1 kap. 4 § ellagen.

7 §

Andra beslut av en förvaltningsmyndighet enligt denna lag än de som avses i 5 och 6 §§ får överklagas till allmän förvaltningsdomstol.
Prövningstillstånd krävs vid överklagande till kammarrätten.

Bestämmelsen hur andra beslut än de som avses i 5 och 6 §§ kan överklagas. Enligt nuvarande andra stycket får den systemansvariga myndighetens, det vill säga Svenska kraftnät, beslut enligt 8 kap. 2 och 5 §§, den så kallade beordringsrätten, inte överklagas. Myndighetsfunktionen systemansvarig myndighet tas nu bort. Vidare flyttas bestämmelserna i 8 kap. 2 och 5 §§ till 3 kap. 64 och 66 §§ där Svenska kraftnät får liknande möjligheter men i egenskap av systemansvarig för överföringssystem och inte i egenskap av myndighet.

Förslaget behandlas i avsnitt 5.3.5 och 5.3.7.

Ikraftträdande- och övergångsbestämmelser

1. Denna lag träder i kraft den 1 januari 2027.

2. Fastställda rutiner enligt 3 kap. 10 a § ska sändas in till nätmyndigheten senast den 1 januari 2028.

3. Berörda systemansvariga för distributionssystem och systemansvariga för överföringssystem ska senast den 1 januari 2028 ha ingått ett sådant avtal som avses i 3 kap. 11 a §.

4 En anvisad elleverantör ska utan dröjsmål efter den 1 januari 2027, dock senast den 1 mars 2027, meddela anvisade kunder följande:

– att systemet med anvisning av elavtal upphörde att gälla från och med den 1 januari 2027,

– att kunden måste teckna ett avtal med valfri elleverantör senast den 1 juni 2027, och

– att kunden, om avtal inte tecknas med en elleverantör före den 1 juni 2027, kommer att flyttas över av den systemansvarige till en leveranspliktig sistahandsleverantör och få elleverans av denne genom ett avtal med rörligt pris.

Med rörligt pris avses här ett pris per förbrukad kilowattimme som inte är förutbestämt för en specificerad avtalsperiod.

5. En anvisad elleverantör är skyldig att fortsätta leverera el enligt den äldre lydelsen av 9 kap. 3–10 §§ ellagen och med oförändrade villkor fram till och med att anvisningskunderna säger upp sitt avtal, tecknar avtal med en ny elleverantör eller har flyttats till den leveransskyldige sistahandsleverantören. Leverans får dock upphöra om förutsättningar för avbrytande av distribution av el enligt 11 kap. är uppfyllda.

6. En leveransskyldig sistahandsleverantör som övertagit tidigare anvisningskunder som inte tecknat elavtal före den 1 juni 2027, är skyldig att till dessa tillhandahålla ett avtal med rörligt pris samt underrätta de tidigare anvisningskunderna om

– elleverantörens villkor för leveransen, och

– om möjligheten att teckna elavtal med valfri elleverantör.

Med rörligt pris avses här ett pris per förbrukad kilowattimme som inte är förutbestämt för en specificerad avtalsperiod.

7. För kunder som flyttas till den leveransskyldige sistahandsleverantören till följd av punkt 4 gäller en uppsägningstid för avtalet hos den leveransskyldige sistahandsleverantören om 14 dagar. Detta gäller dock inte om kunden skriftligen godtar leveransvillkoren eller om kunden väljer att ingå ett annat avtal med sistahandsleverantören.

Punkten 1 föreskriver att lagen träder i kraft den 1 januari 2027. Tidpunkten är satt med hänsyn till lagstiftningsprocessen.

Punkten 2 reglerar att fastställda rutiner enligt 3 kap. 10 a § ska sändas in till nätmyndigheten senast den 1 januari 2028.

Enligt *punkten 3* ska berörda systemansvariga för distributionssystem och systemansvariga för överföringssystem senast den 1 janu-

ari 2028 ha ingått ett gemensamt driftsäkerhetsavtal som avses i 3 kap. 11 a §. Förslaget behandlas i avsnitt 5.5.1 och 5.5.6.

Punkterna 4–6 innehåller övergångsbestämmelser avseende övergången från systemet med anvisade elavtal till leveransskyldiga sistahandsleverantörer. Förslaget behandlas i avsnitt 8.8.

Enligt punkten 4 ska en anvisad elleverantör utan dröjsmål efter den 1 januari 2027 meddela anvisade kunder att systemet med anvisade elavtal upphört att gälla, att kunden måste teckna ett avtal med valfri elleverantör före den 1 juni 2027 och att kunderna annars kommer att flyttas över till en leveranspliktig sistahandsleverantör och få elleverans av denne genom ett avtal med rörligt pris. Med rörligt pris avses ett pris per förbrukad kilowattimme som inte är förutbestämt för en specificerad avtalsperiod.

Av punkten 5 framgår att en anvisad elleverantör är skyldig att fortsätta leverera el enligt den äldre lydelsen i ellagen och på oförändrade villkor till dess att de anvisade kunderna säger upp sitt avtal, tecknar avtal med annan elleverantör eller flyttas över till den leveransskyldige sistahandsleverantören. Dock föreligger rätt att avbryta leverans om förutsättning för avbrytande av distribution enligt 11 kap. är uppfyllda.

Punkten 6 anger att den leveransskyldige sistahandsleverantören är skyldig att tillhandahålla ett avtal med rörligt pris till de elanvändare som flyttats över samt underrätta dessa om villkoren för leveransen samt om möjligheten att teckna avtal med valfri elleverantör. Med rörligt pris avses ett pris per förbrukad kilowattimme som inte är förutbestämt för en specificerad avtalsperiod.

Punkten 7 anger att de kunder som överflyttats som en följd av punkt 4 ska ha en uppsägningstid om 14 dagar, om de inte skriftligen godtar leveransvillkoren eller tecknar ett annat avtal med sistahandsleverantören. Regleringen speglar den uppsägningstid som anvisade kunder har i dagsläget.

12.3 Förslaget till lag om ändring i lagen (2011:710) om certifiering av transmissionsnätsföretag för el

Lagens rubrik ändras till lagen (2011:710) om certifiering av *systemansvariga för överföringssystem* för el

1 kap.

1 §

I denna lag finns bestämmelser om certifiering av *systemansvariga för överföringssystem*.

Bestämmelser om certifiering finns även i artikel 51 i Europaparlamentets och rådets förordning (EU) 2019/943 av den 5 juni 2019 om den inre marknaden för el (EU:s elmarknadsförordning).

I paragrafen sker följdändringar med anledning av ändrad terminologi i 1 kap. 4 § ellagen (1997:857).

2 kap.

1 §

En systemansvarig får inte bedriva transport av el för annans räkning genom ett *överföringssystem* utan certifiering enligt denna lag.

Kravet gäller inte en sådan systemansvarig för överföringssystem som avses i 3 kap. 37 a § ellagen (1997:857).

I *första stycket* sker en följdändring med anledning av ändrad terminologi i 1 kap. 4 § ellagen (1997:857).

Av andra stycket, som är nytt, framgår att kravet på certifiering inte gäller för överföringssystem som avses i 3 kap. 37 a § ellagen, det vill säga överföringssystem som i Sverige endast har en sammanlänkning mellan Sverige och en stat som har genomfört elmarknadsdirektivet, och är godkänd som och utnämnd till systemansvarig för överföringssystem i den andra staten.

2 §

Certifiering får beviljas efter ansökan av den som avser att bedriva *överföring*, om kraven i 3 kap. 12 och 30–36 §§ ellagen (1997:857) är uppfyllda.

I fråga om en person från ett tredjeland, eller ett företag som kontrolleras av eller kan antas komma att kontrolleras av en eller flera personer från ett tredjeland, krävs vidare att en certifiering inte äventyrar en trygg energiförsörjning i någon medlemsstat i Europeiska unionen.

Regeringen eller den myndighet som regeringen bestämmer får meddela ytterligare föreskrifter om krav för certifiering när det gäller en sådan person eller ett sådant företag som avses i andra stycket.

I paragrafen sker följdändringar med anledning av ändrad terminologi i 1 kap. 4 § ellagen (1997:857).

3 kap.

5 §

En certifierad systemansvarig för överföringssystem ska till nätmyndigheten anmäla planerade transaktioner som har betydelse för bedömningen av om företaget uppfyller kraven i 3 kap. 12 och 30–36 §§ ellagen (1997:857).

I paragrafen sker följdändringar med anledning av ändrad terminologi i 1 kap. 4 § ellagen (1997:857).

6 §

Nätmyndigheten ska ompröva en certifiering
1. efter en anmälan enligt 5 §,
2. efter en begäran från Europeiska kommissionen, eller
3. om det annars finns anledning att anta att en systemansvarig för överföringssystem inte uppfyller kraven i 3 kap. 12 och 30–36 §§ ellagen (1997:857).

I paragrafen sker följdändringar med anledning av ändrad terminologi i 1 kap. 4 § ellagen (1997:857).

7 §

Nätmyndigheten ska återkalla en certifiering, *om den systemansvarige för ett överföringssystem* inte längre uppfyller kraven i 3 kap. 12 och 30–36 §§ ellagen (1997:857).

I paragrafen sker följdändringar med anledning av ändrad terminologi i 1 kap. 4 § ellagen (1997:857).

9 §

Europeiska kommissionen och nätmyndigheten får begära att från *en systemansvarig för överföringssystem* eller ett företag som producerar eller handlar med el få de upplysningar och få ta del av de handlingar som de anser behövas för att förutsättningarna för certifiering ska kunna bedömas.

I paragrafen sker följdändringar med anledning av ändrad terminologi i 1 kap. 4 § ellagen (1997:857).

4 kap.

5 §

En systemansvarig för överföringssystem ska till nätmyndigheten anmäla omständigheter som kan leda till att en eller flera personer från ett tredjeland får kontroll över *den systemansvarige för överföringssystem eller överföringssystemet.*

I paragrafen sker följdändringar med anledning av ändrad terminologi i 1 kap. 4 § ellagen (1997:857).

5 kap.

1 §

Nätmyndigheten utövar tillsyn över att *systemansvariga för överföringssystem* följer denna lag.

I paragrafen sker följdändringar med anledning av ändrad terminologi i 1 kap. 4 § ellagen (1997:857).

12.4 Förslaget till lag om ändring i lagen (2021:311) om särskilt investeringsutrymme för elnätsverksamhet

1 §

Denna lag syftar till att skapa särskilda drivkrafter för *systemansvariga* att göra investeringar som ökar kapaciteten i elnätet.

Lagen ska tillämpas i fråga om investeringar som en nätkoncessionshavare gör under tillsynsperioderna 2020–2023 och 2024–2027.

I paragrafen sker en följdändring med anledning av ändrad terminologi i 1 kap. 4 § ellagen (1997:857).

Referenser

ACER. (den 12 februari 02/2025). Decision No 02/2025 of the European Union Agency for the Cooperation of Energy Regulators of 12 February 2025.

ACER. (12/2022). Decision No 12/2022 of 14 September 2022 concerning risk hedging opportunities on the bidding zone borders between Finland and Sweden.

ACER. (2023). ACER policy paper on the further development of the EU electricity forward market.

Adlercreutz, A. (2011). Avtalsrätt I.

Berglöf, C. (2025). Delrapport 2: Redovisning av Kärnkraftssamordnarens insatser avseende utbyggnad av ny kärnkraft i Sverige – Januari 2025. KN 2024:01.

Bublitz, A., Dogan, K., Florian, Z., Christoph, F., & Wolf, F. (2019). A survey on electricity market design: Insights from theory and real-world implementations of capacity remuneration mechanisms. Energy economics 80, s. 1059–1078.

Checkwatt. (2024). Batterirapporten 2024.

Compass Lexecon. (2025). Impact assessment of a Swedish capacity remuneration mechanism. Svenska kraftnät.

Diczfalusy, B. (2024). Stödtjänster på elmarknaden – i dag och i framtiden. Energiforsk.

Diczfalusy, B., & Hellner, C. (2023:4). Handel med stor effekt – en ESO-rapport om utrikeshandel med el. Expertgruppen för studier i offentlig ekonomi.

DNV. (2024). Bilateral hedging of electricity in Sweden – Energimarknadsinspektionen.

Elkonkurrens med nätmonopol. (SOU 1993:68).

Energiforsk. (2021:714). El från nya anläggningar.

Energiföretagen Sverige. (2024). Svensk elmarknadshandbok, utgåva 24B.

Energiföretagen Sverige. (2024). Särskilda villkor för försäljning av el från anvisat elhandelsföretag till konsument (Rev 2).

Energimarknadsinspektionen. (PM2020:03). Lokaliseringssignaler i elnätstariffer: Förslag till lagändring.

Energimarknadsinspektionen. (PM2020:06). Elnätstariffer för ett effektivt nätutnyttjande: Principiella val för utformningen av nättariffer.

Energimarknadsinspektionen. (R2012:07). Systemet med anvisade elhandlare – översyn och förslag till åtgärder.

Energimarknadsinspektionen. (R2013:17). Anvisade elavtal – nuläget och framtida utveckling.

Energimarknadsinspektionen. (R2014:19). Avtal och information till anvisade kunder – en uppföljning.

Energimarknadsinspektionen. (R2015:05). Elhandlarcentrisk flyttprocess – en kostnadsnyttoanalys.

Energimarknadsinspektionen. (R2020:02). Ren energi inom EU – Ett genomförande av fem rättsakter.

Energimarknadsinspektionen. (R2020:06). Kapacitetsutmaningen i elnäten.

Energimarknadsinspektionen. (R2022:05). Anvisade elavtal – utvärdering av 2017 års reglering och vägar framåt för en förbättrad elmarknad.

Energimarknadsinspektionen. (R2022:12). Slutna distributionssystem och interna nät.

Energimarknadsinspektionen. (R2023:01). Oschyssta affärsmetoder – en rapport med författningsförslag.

Energimarknadsinspektionen. (R2023:08). Villkorade avtal.

Energimarknadsinspektionen. (R2023:18). Främjande av ett mer flexibelt elsystem – Deluppdrag 5.

Energimarknadsinspektionen. (R2024:03). Säker och effektiv tillgång till mätvärden på den svenska slutkundsmarknaden.

Energimarknadsinspektionen. (R2024:07). Distributionsnätsföretagens nätutvecklingsplaner.

Energimarknadsinspektionen. (R2024:09). Ei:s förslag till parametrar för en strategisk reserv – artikel 25 i EU:s elmarknadsförordning.

Energimarknadsinspektionen. (R2024:11). Sveriges el- och naturgasmarknad.

Energimarknadsinspektionen. (R2024:12). Uppföljning av genomförandeplan med tidsplan för att förbättra elmarknadens funktion. 2024 års rapportering.

Energimarknadsinspektionen. (R2024:13). Leveranssäkerhet i Sveriges elnät 2023: Statistik och analys av elavbrott.

Energimarknadsinspektionen. (R2025:01). Energidelning och andra nyheter till följd av ändringar i EU:s elmarknadslagstiftning.

Energimyndigheten. (2014). Elransonering: Förslag till författningar för planering och hantering av elransonering.

Energimyndigheten. (2024). Energiförsörjning för totalförsvaret. Redovisning av regeringsuppdrag (KN2023/03802).

Energimyndigheten. (ER 2021:02). Nationell strategi för en hållbar vindkraftsutbyggnad.

Energimyndigheten. (ER 2023:27). Förslag till en fjärrvärme och kraftvärmestrategi – Slutleverans.

Energimyndigheten. (ER 2025:03). Myndighetsgemensam uppföljning av samhällets elektrifiering. Huvudrapport 2024.

Energimyndigheten. (ER 2025:06). Kortsiktsprognos vinter 2025. Energianvändning och energitillförsel år 2023–2028.

Energimyndigheten. (ER 2025:13). Scenarier över Sveriges energisystem.

Energinet, Fingrid, Statnett och Svenska kraftnät. (2023). Nordic Grid Development Perspective 2023.

ENTSO-E. (2023). European Resource Adequacy Assessment – 2023 Edition.

EU-kommissionen. (COM(2025)79). Action Plan for Affordable Energy.

Federal Ministry for Economic Affairs and Climate Action. (2023). System Stability Roadmap.

Finansdepartementet. (2021/22:FiU51). Ändringar i statens budget för 2022 – Statliga kreditgarantier för lån till elproducenter.

Finansdepartementet. (2024). Finansiering och riskdelning vid investeringar i ny kärnkraft. Fi 2023:F.

Finansinspektionen. (2023). Analys av åtgärder på elderivatmarknaden.

Finsk Energiindustri. (2024). Nättjänstvillkor NTV 2024.

Hancher, L., de Hauteclocque, A., Huhta, K., & Sadowska, M. (2022). Capacity Mechanisms in the EU Energy Markets: Law, Policy, and Economics. OUP Oxford.

Havsvindutredningen. (SOU 2024:89). Vindkraft i havet: En övergång till ett auktionssystem.

Holmberg, P. (2024). Den svenska elmarknaden.

Holmberg, P. (2024:1035). The inc-dec game and how to mitigate it. Energiforsk.

Holmberg, P., & Tangerås, T. (2023). A Survey of Capacity Mechanisms: Lessons for the Swedish Electricity Market. The Energy Journal 44.6, s. 275–304.

International Energy Agency. (2024a). World energy outlook 2024.

Khodadadi, A., & Poudineh, R. (2024). Contracts for difference-CfDs-in the energy transition: Balancing market efficiency and risk mitigation. No. 56. OIES.

Konsumentverket. (2024). Granskning av avtalsvillkor avseende pris för elavtal med månadsbaserat rörligt pris, dnr 2024/1390.

Miljötillståndsutredningen. (SOU 2024:98). En ny samordnad miljöbedömnings- och tillståndsprövningsprocess.

Nordic Energy Research. (2024). Evaluation of Nordic Electricity Retail Markets.

Nätkoncessionsutredningen. (SOU 2019:30). Moderna tillståndsprocesser för elnät.

Nätregleringsutredningen. (SOU 2023:64). Ett förändrat regelverk för framtidens el- och gasnät.

Oslo Economics. (2017). Samfunnsøkonomisk analyse om leveringsplikt og nettleieavregning.

Pehrson, L. (1977). Kontraheringsplikt.

Pérez-Arriaga, I. J., Jenkins, J. D., & Batlle, C. (2017). A regulatory framework for an evolving electricity sector: Highlights of the MIT utility of the future study. Economics of Energy & Environmental Policy 6, s. 71–92.

Pexapark. (2025). Pexapark Renewables Market Outlook 2025.

Pringles, R., Olsina, F., & Francisco, G. (2015). Real option valuation of power transmission investments by stochastic simulation. Energy Economics 47, s. 215–226.

Prop. 1970:139. med förslag till lag om ändring i lagen (1902: 71 s. 1) innefattande vissa bestämmelser om elektriska anläggningar.

Prop. 1991/92:133, om en elmarknad med konkurrens.

Prop. 1993/94:162. Handel med el i konkurrens.

Prop. 1996/97:136. Ny ellag.

Prop. 1997/98:90. Följdlagstiftning till miljöbalken m.m.

Prop. 1997/98:159. Genomförande av Europaparlamentets och rådets direktiv om gemensamma regler för den inre marknaden för el, m.m.

Prop. 2004/05:62. Genomförande av EG:s direktiv om gemensamma regler för de inre marknaderna för el och naturgas, m.m.

Prop. 2010/11:70. Tredje inremarknadspaketet för el och naturgas.

Prop. 2016/17:13. Anvisade elavtal.

Prop. 2017/18:93. Myndighetsuppgifter på elområdet.

Prop. 2017/18:237. Elmarknadsfrågor.

Prop. 2021/22:153. Genomförande av elmarknadsdirektivet när det gäller nätverksamhet.

Prop. 2022/23:59. Genomförande av elmarknadsdirektivet när det gäller leverans av el och aggregeringstjänster.

Prop. 2023/24:88. En tydligare process för tillståndsprövning av elnät.

Prop. 2023/24:105. Energipolitikens långsiktiga inriktning.

Prop. 2024/25:1. Budgetpropositionen för 2025.

Prop. 2024/25:150. Finansiering och riskdelning vid investeringar i ny kärnkraft.

Quantified Carbon. (2025). Kraftsystem Robust för 300 TWh – En studie av Quantified Carbon för Svenskt Näringsliv.

Regeringskansliet. (KN2023/04160). Översyn av myndigheters uppgifter och ansvar inom energiområdet – delrapport Svenska kraftnät.

Schlecht, I., Maurer, C., & Hirth, L. (2024). Financial contracts for differences: The problems with conventional CfDs in electricity markets and how forward contracts can help solve them. Energy Policy 186, 113981.

SKGS. (2024). Industrins elbehov till 2035 – en uppdatering oktober 2024.

Sonnsjö, H. (2024). SNS Analys 107. Snabbare effekt – elnätsbolagens förändrade roll i energiomställningen.

Svenska kraftnät. (2021a). Stödtjänster och avhjälpande åtgärder i ett energisystem under förändring.

Svenska kraftnät. (2021b). Systemutvecklingsplan 2022–2031: Vägen mot en dubblerad elanvändning.

Svenska kraftnät. (2022/2045). Mål för driftsäkerhet – Redovisning av regeringsuppdrag.

Svenska kraftnät. (2022/3774). Framtidens kapacitetsmekanism för att säkerställa resurstillräcklighet på elmarknaden.

Svenska kraftnät. (2023/1019). Kraftbalansen på den svenska elmarknaden, rapport 2023.

Svenska kraftnät. (2023/2960). En bedömning av resurstillräckligheten för svensk elförsörjning.

Svenska kraftnät. (2023/4164). Långsiktig marknadsanalys: Scenarier för kraftsystemets utveckling fram till 2050.

Svenska kraftnät. (2023a). Nätutvecklingsplan 2024–2033.

Svenska kraftnät. (2023b). Stärka försörjningstryggheten – deluppdrag 3.

Svenska kraftnät. (2024/1497). Uppföljning: Svenska kraftnäts EPAD-Pilot 2023.

Svenska kraftnät. (2024/1568). Delårsrapport kvartal 2, 2024.

Svenska kraftnät. (2024a). Balancing market outlook 2030.

Svenska kraftnät. (2024b). Uppdrag att lämna förslag till norm för driftsäkerhet i fredstida normalläge: Delrapportering 2 – förslag på norm för driftsäkerhet.

Svenska kraftnät. (2024c). Delrapport 1 – Kompensationsmodell aggregeringstjänster.

Svenska kraftnät. (2025). Månadsrapport FCR – december 2024: Sammanfattning – helår 2024.

Svenska kraftnät. (SB 2023/56). Beredskapsåtgärd och ersättning för beredskapsåtgärd – återställande av anläggning och beredskap för ödrift – Öresundsverket, Malmö.

SWECO. (2023). Elnätsrapporten 2023 – Investeringsbehovet i det svenska kraftsystemet till 2045. En rapport till Ellevio.

Tangerås, T., Holmberg, T., & Le Coq, C. (2025). Konjunkturrådets rapport: Investeringar i elproduktion för en hållbar energiomställning. SNS Förlag.

Utredningen om elektrifierade transporter. (SOU 2024:97). Mot en effektiv elektrifiering av transportsystemet.

Victorin, A. (1976). Om kontraheringstvång inom förmögenhetsrätten. SvJT, s. 436.

Kommittédirektiv 2024:12

Ett elsystem med tydligt systemansvar, hög leveranssäkerhet och långsiktiga planeringsförutsättningar

Beslut vid regeringssammanträde den 25 januari 2024

Sammanfattning

En särskild utredare ska analysera och föreslå hur den svenska elmarknaden kan utvecklas och regleras med syfte att tydliggöra systemansvaret, öka leveranssäkerheten och robustheten, skapa långsiktiga planeringsförutsättningar och ge fossilfria kraftslag och flexibla resurser marknadsmässig ersättning för de nyttor de bidrar med.

Utredaren ska bland annat

- föreslå på vilket sätt den finansiella elmarknaden, långsiktiga energiköpsavtal, kapacitetsmekanismer och stödtjänstmarknader kan utvecklas,
- föreslå hur termerna systemansvarig för överföringssystem och systemansvarig för distributionssystem kan införas och tydliggöras,
- föreslå hur marknadsaktören leverantör av balanstjänst kan regleras,
- föreslå hur systemet med anvisade elavtal på slutkundsmarknaden kan avvecklas, och
- lämna nödvändiga författningsförslag.

Uppdraget ska slutredovisas senast den 25 april 2025.

Uppdraget att föreslå hur den svenska elmarknaden kan utvecklas i syfte att säkerställa leveranssäkerhet och långsiktiga planeringsförutsättningar

Under de kommande decennierna förväntas den svenska elmarknaden genomgå betydande förändringar på grund av den omfattande elektrifiering som är en bärande del i arbetet för att nå det klimatpolitiska målet om nettonollutsläpp av växthusgaser 2045, utfasningen av fossila bränslen och det energipolitiska målet om 100 procent fossilfri elproduktion 2040.

Effektbalansen har enligt Affärsverket svenska kraftnäts (Svenska kraftnät) årliga rapportering om kraftbalansen på den svenska elmarknaden successivt försvagats. I augusti 2022 bedömde Svenska kraftnät att det fanns en reell risk för effektbrist. Mot bakgrund av detta gav regeringen i december 2022 Svenska kraftnät och Statens energimyndighet i uppdrag att stärka försörjningstryggheten i energisektorn (I2022/02319). Uppdraget omfattade bland annat att lämna förslag om utformning och införande av kapacitetsmekanismer motiverade av samhällets behov av att långsiktigt säkerställa resurstillräckligheten och därmed bidra till en trygg elförsörjning och elförsörjning för totalförsvarets behov. I denna del har Svenska kraftnät redovisat slutsatserna i en rapport som har remitterats av Regeringskansliet (KN2023/02811). Uppdraget omfattade också stödtjänstmarknaderna, och denna del redovisades i slutet av december 2023. Svenska kraftnäts redovisning bereds nu inom Regeringskansliet.

Parallellt med det nationella arbetet, och mot bakgrund av de höga energipriserna och de tillkortakommanden i den europeiska elmarknadens funktionssätt som den mycket ansträngda situationen på elmarknaden under energikrisen har tydliggjort, har det på EU-nivå genomförts en omfattande översyn av den europeiska elmarknadslagstiftningen. Översynen har fokuserat på förbättrat konsumentskydd, ökad transparens och en utvecklad reglering av finansiella instrument för prissäkring och riskdelning på elmarknaden.

Under den energikris som inleddes under 2021 och drabbade Europa mycket hårt, fungerade å ena sidan den sammanlänkade kortsiktiga fysiska elmarknaden i Europa i huvudsak som avsett och bidrog därmed till försörjningstryggheten. Å andra sidan medförde de mycket höga och kraftigt volatila elpriserna stora påfrestningar på hushåll och företag vilket tydliggjorde behovet av att revidera den långsiktiga

finansiella elmarknadens funktionssätt. Översynen av den europeiska elmarknadslagstiftningen kan dels möjliggöra för elanvändare och elleverantörer att genom prissäkringsinstrument hantera sin elprisrisk på ett kostnadseffektivt sätt, dels accelerera utbyggnaden av fossilfri elproduktion som kan möta de omfattande behov som energiomställningen medför genom att ge tillgång till ändamålsenliga instrument och likvida marknader för riskhantering och riskdelning.

Översynen av den europeiska elmarknadslagstiftningen är nu genomförd. De rättsakter som reviderats är Europaparlamentets och rådets förordning (EU) 2019/943 av den 5 juni 2019 om den inre marknaden för el (EU:s elmarknadsförordning), Europaparlamentets och rådets direktiv (EU) 2019/944 av den 5 juni 2019 om gemensamma regler för den inre marknaden för el (elmarknadsdirektivet) och Europaparlamentets och rådets förordning (EU) nr 1227/2011 om integritet och öppenhet på grossistmarknaderna för energi (remit-förordningen). Därtill har en ny version av Europaparlamentets och rådets direktiv (EU) 2018/2001 om främjande av användningen av energi från förnybara energikällor förhandlats och beslutats under 2023.

Med utgångspunkt i detta är det angeläget att besvara frågan hur de nationella elmarknaderna kan utvecklas och regleras för att uppnå de nationella målsättningarna och anpassas till den uppdaterade EU-rätten inom området. För svensk del handlar det om flera delar. Den befintliga finansiella elmarknaden i form av instrument och förutsättningar för elprissäkring och långsiktiga elköpsavtal (på engelska power purchase agreement) analyseras och vid behov vidareutvecklas, dels behöver nya riskdelningsinstrument övervägas, där marginalkontrakt kan utgöra en viktig komponent i förutsättningarna för att etablera ny kärnkraft. Regeringen har tillsatt en utredning i syfte att ta fram förslag till finansiering och riskdelning vid investeringar i nya kärnkraftsreaktorer där staten delar den finansiella risken med elproducenten (Fi2023/03276).

Utredaren ska därför

- analysera och vid behov föreslå hur den finansiella elmarknaden kan utvecklas med syfte att säkerställa ändamålsenliga prissäkringsinstrument och god marknadslikviditet,

- analysera och vid behov föreslå hur handeln med långsiktiga elköpsavtal kan utvecklas för att öka transparensen och minska transaktionskostnaderna och hur avtalen kan utformas för att skapa förutsättningar för effektiv handel,
- utvärdera stödtjänstmarknaderna och vid behov lämna förslag till hur dessa kan utvecklas,
- analysera om Svenska kraftnäts förslag om en marknadsomfattande kapacitetsmekanism på ett ändamålsenligt sätt bidrar till resurstillräcklighet och leveranssäkerhet på elmarknaden och vid behov föreslå hur Svenska kraftnäts förslag kan vidareutvecklas,
- analysera hur möjligheter till flexibilitet och lagring enligt EU:s elmarknadsförordning kan bidra till resurstillräcklighet och leveranssäkerhet på elmarknaden,
- utreda vilken roll marginalkontrakt kan ha på en framtida elmarknad utifrån de förutsättningar som ges i den europeiska elmarknadslagstiftningen, och
- lämna nödvändiga författningsförslag.

Uppdraget att föreslå ett förtydligat systemansvar och införande av den nya marknadsaktören leverantör av balanstjänst

Införande av ett förtydligat systemansvar i svensk rätt

Termerna *systemansvarig för överföringssystem* och *systemansvarig för distributionssystem* infördes i den europeiska elmarknadslagstiftningen i samband med avregleringen av elmarknaden och genom Europaparlamentets och rådets direktiv 96/92/EG av den 19 december 1996 om gemensamma regler för den inre marknaden för el. De systemansvarigas respektive ansvarsområden har därefter successivt utvecklats och förtydligats, exempelvis genom det gällande elmarknadsdirektivet, där de nuvarande definitionerna framgår. Termerna har däremot inte kommit att införas i svensk rätt utan har i stället sina respektive motsvarigheter i transmissionsnätsföretag och distributionsnätsföretag. Elmarknadsdirektivets terminologi och ansvarsfördelning mellan olika aktörer har samtidigt en genomgripande inverkan på elsystemets utveckling och elmarknadens funktionssätt då den

europeiska elmarknadslagstiftningen använder direktivets definitioner som utgångspunkt i de rättsakter som är direkt tillämpliga, exempelvis EU:s elmarknadsförordning.

Energimarknadsinspektionen har i rapporterna Ren energi inom EU – Ett genomförande av fem rättsakter (Ei R2020:02) och Kapacitetsutmaningen i elnäten (Ei R2020:06) föreslagit att definitioner motsvarande elmarknadsdirektivets terminologi införs i ellagen (1997:857). Regeringen bedömde i propositionen Genomförande av elmarknadsdirektivet när det gäller nätverksamhet (prop. 2021/22:153 s. 47–51) att termen nätföretag även i fortsättningen skulle användas i fråga om alla företag som är systemansvariga i elmarknadsdirektivets mening, både distributionsnätsföretag och transmissionsnätsföretag. Regeringen tydliggjorde även att förslaget inte innebar någon ändring i sak, dvs. att det inte infördes något nytt systemansvar eftersom nätföretagen redan har ett ansvar för överförings- respektive distributionssystemen enligt gällande bestämmelser och att uppgiftsfördelningen mellan distributionsnätsföretagen och transmissionsnätsföretagen var oförändrad.

Även om systemansvaret har sin faktiska motsvarighet i ellagen används inte samma termer i lagen vilket leder till otydlighet avseende uppgifterna för, och ansvarsfördelningen mellan, aktörerna i det svenska elsystemet. Denna otydlighet medför en risk för att den svenska tillämpningen avviker från hur EU-rätten tillämpas i andra medlemsstater.

Mot bakgrund av den snabba pågående elektrifieringen av det svenska energisystemet och den ökande mängden direkt tillämpliga EU-rättsakter finns det anledning att i lagstiftningen införa en tydlig ansvarsfördelning, bland annat genom en enhetlig terminologi. Det bör dessutom vara tydligt att systemansvaret omfattar ansvar för att säkerställa att systemet på lång sikt kan uppfylla rimliga krav på överföring och distribution av el i enlighet med elmarknadsdirektivet och enligt 3 kap. 1 § ellagen. Det innebär att de systemansvariga behöver göra en långsiktig systemplanering och arbeta proaktivt för att tillgängliggöra kapacitet till elsystemets användare i tid och på ett samhällsekonomiskt effektivt sätt. Detta är av särskild vikt mot bakgrund av den väntade kraftigt ökade efterfrågan på fossilfri el med lokalt höga effektuttag för industrins och transportsystemets klimatomställning, där aktörer behöver en tydlig och transparent process samt tidiga och säkra besked om tilldelning av effekt.

I dag krävs det att en aktör som är systemansvarig för överföringssystemet är certifierad enligt lagen (2011:710) om certifiering av transmissionsnätsföretag för el. I Sverige är det endast Svenska kraftnät som är certifierat på detta sätt. I andra länder inom EU är denna reglering delvis annorlunda. Baltic Cable AB, som äger en ledning mellan Sverige och Tyskland, har t.ex. blivit certifierat som systemansvarig för överföringssystem i Tyskland men inte i Sverige. En fråga är därför om den svenska regleringen på området behöver anpassas så att även andra aktörer än Svenska kraftnät kan certifieras som systemansvariga för överföringssystem och hur det skulle påverka skyddet av kritisk infrastruktur.

Utöver att vara systemansvarig för överföringssystemet enligt elmarknadsdirektivet har Svenska kraftnät rätt att meddela föreskrifter och har ansvar för uppgifter i egenskap av systemansvarig myndighet enligt förordningen (2023:241) om det nationella elsystemet och som elberedskapsmyndighet enligt förordningen (1997:294) om elberedskap. Det kan finnas behov av att de uppgifter som Svenska kraftnät har som systemansvarig för överföringssystemet och som Svenska kraftnät utför i egenskap av myndighet ska vara tydligare och åtskilda.

Utredaren ska därför

- föreslå hur termerna systemansvarig för överföringssystem och systemansvarig för distributionssystem kan införas i svensk rätt samt hur de systemansvarigas respektive ansvarsområden kan tydliggöras,
- utreda om det bör införas ett krav på certifiering som systemansvarig för överföringssystem för andra aktörer än Svenska kraftnät,
- föreslå hur det långsiktiga ansvaret för planering av överföringssystem och planering av distributionssystem bör tydliggöras i regleringen,
- föreslå hur Svenska kraftnäts uppgifter som systemansvarig för överföringssystemet och de uppgifter som Svenska kraftnät utför i egenskap av myndighet kan tydliggöras och särskiljas i regleringen, och
- lämna nödvändiga författningsförslag.

Införande av leverantör av balanstjänst i svensk rätt

Marknadsaktörerna leverantör av balanstjänst och balansansvarig part definieras i EU:s elmarknadsförordning. Marknadsaktörernas uppgifter regleras ytterligare i kommissionens förordning (EU) 2017/2195 av den 23 november 2017 om fastställande av riktlinjer för balanshållning avseende el. I EU-rätten regleras marknadsaktörernas respektive ansvar för avräkningen av obalansenergi, balansenergi och balanskapacitet.

Marknadsaktörernas uppgifter regleras genom EU:s elmarknadsförordning som är direkt tillämplig i Sverige. Regleringen genomförs i praktiken genom de villkor som Svenska kraftnät föreslår och Energimarknadsinspektionen beslutar om för leverantör av balanstjänst och genom revidering av de villkor som gäller för balansansvarig part. Den 25 maj 2023 beslutade Energimarknadsinspektionen att godkänna Svenska kraftnäts ansökan i fråga om de villkor för leverantör av balanstjänst och balansansvariga parter som Svenska kraftnät kommer att tillämpa. Enligt beslutet ska de nya villkoren tillämpas senast den 17 maj 2024. Införandet av leverantör av balanstjänst förväntas bidra till ökad konkurrens och harmonisering av marknaderna för stödtjänster. Det förväntas även bidra till ökad tydlighet avseende de förutsättningar och uppgifter för marknadsaktören oberoende aggregator som införts i svensk rätt genom bland annat 9 kap. 30–34 §§ ellagen.

Den svenska lagstiftningen skiljer sig från bestämmelserna i EU-rättsakterna på så vis att marknadsaktörerna leverantör av balanstjänst och balansansvarig part består av ett sammanhållet ansvar och en roll – den balansansvarige – enligt ellagen och förordningen om det nationella elsystemet. Den balansansvarige i den svenska lagstiftningen har ett ansvar som innefattar både det som en leverantör av balanstjänst och en balansansvarig part ansvarar för enligt EU-rätten. Enligt ellagen ska den som åtar sig balansansvar ingå avtal dels med den systemansvariga myndigheten, dels med den som utför avräkningen mellan de balansansvariga. Avtalen är för närvarande utformade så att de upprättas med den balansansvarige, även om avtalsstrukturen är anpassad till EU-rätten. För att tydliggöra gällande regelverk och därigenom öka förutsättningarna för elmarknaden att fungera på ett ändamålsenligt sätt bör även ellagen och berörda förordningar särskilja marknadsaktörernas uppgifter och harmonisera deras respektive ansvar med EU-rätten på området.

Utredaren ska därför

- föreslå hur marknadsaktören leverantör av balanstjänst kan införas i svensk rätt,
- föreslå hur ansvarsområden för balansansvarig part, leverantör av balanstjänst och leverantör av aggregeringstjänster kan tydliggöras med beaktande av ansvarsområdet för leverantör av balanstjänst, och
- lämna nödvändiga författningsförslag.

Uppdraget att föreslå hur anvisade elavtal avvecklas

En särskild fråga på slutkundsmarknaden är regleringen av systemet med anvisade elavtal. Ett anvisat elavtal är ett elhandelsavtal som en kund får om kunden inte gör ett aktivt val och ingår ett avtal med en elhandlare, se 9 kap. 3–10 §§ ellagen. Kunder med anvisade avtal betalar generellt mer för sin förbrukning av el jämfört med kunder som aktivt väljer en elhandlare. Systemet innebär även att vissa i kundkollektivet blir mindre aktiva på elmarknaden då de får ett anvisat elavtal och av olika skäl inte väljer att ingå ett annat elhandelsavtal.

Frågor om anvisade elavtal har utretts tidigare. Regeringen gav den 1 september 2011 Energimarknadsinspektionen i uppdrag att utreda systemet med anvisningsavtal med tillsvidarepris på elmarknaden (N2011/05132/E). Inspektionen redovisade uppdraget i rapporten Systemet med anvisad elhandlare – översyn och förslag till åtgärder (Ei R2012:07). En del av förslagen i rapporten behandlade regeringen i propositionen Anvisade elavtal (prop. 2016/17:13). Vidare gav regeringen i regleringsbrevet för 2022 Energimarknadsinspektionen i uppdrag att utvärdera hur regleringen från 2017 påverkat priserna enligt de anvisade avtalen och antalet elanvändare med anvisade avtal. Inspektionen redovisade uppdraget i rapporten Anvisade elavtal – Utvärdering av 2017 års reglering och vägar framåt för en förbättrad elmarknad (Ei R2022:05). I rapporten föreslås bland annat att det bör utredas om anvisningsprocessen kan förändras eller ersättas.

Utredaren ska därför

- föreslå hur systemet med anvisade elavtal på slutkundsmarknaden kan avvecklas,
- föreslå hur sårbara kunder ska kunna ges möjlighet att ingå ett avtal om leverans av el, och
- lämna nödvändiga författningsförslag.

Konsekvensbeskrivningar

Utredaren ska särskilt redovisa på vilket sätt förslagen kan förväntas påverka ansvarsfördelningen mellan elsystemets aktörer och hur samspelet och den samhällsekonomiska effektiviteten i samverkan mellan elmarknadens olika delar påverkas både på kort och lång sikt. Eventuella målkonflikter mellan marknadens funktionssätt och de nationella målsättningarna ska tydligt beskrivas. Utredaren ska särskilt uppmärksamma fördelningen av ansvar dels mellan systemansvarig myndighet och systemansvariga för överföringssystem och distributionssystem, dels mellan balansansvarig part, leverantör av balanstjänst och leverantör av aggregeringstjänster.

Utredaren ska bedöma hur den föreslagna avvecklingen av anvisade elavtal kommer att påverka slutkundsmarknaden och de elanvändare som i dag har anvisade avtal för sin elförbrukning.

Kontakter och redovisning av uppdraget

Utredaren ska i relevant omfattning inhämta kunskap, erfarenheter och synpunkter från berörda myndigheter, nätföretag, balansansvariga, leverantörer av aggregeringstjänster, intresseorganisationer och näringslivet. Utredaren ska hålla sig informerad om och beakta relevant arbete som pågår i Regeringskansliet, inom andra utredningar och inom EU. Av särskild betydelse är att arbetet samordnas med uppdraget om finansiering och riskdelning vid investeringar i nya kärnkraftsreaktorer (Fi2023:F).

Vidare är det viktigt att utredaren håller sig informerad om konsekvenser och genomförande av revideringarna i EU:s elmarknadsförordning och elmarknadsdirektiv, översynen av myndigheters uppgifter och ansvar inom energiområdet (KN2023/03329) samt redovisning-

arna av regeringsuppdraget att stärka försörjningstryggheten i energisektorn (I2022/02319) som getts till Svenska kraftnät och Statens energimyndighet. Slutsatserna från uppdraget, bland annat när det gäller totalförsvarets behov, är av vikt för utredningen. Även svaren på remissen av rapporten Framtidens kapacitetsmekanism för att säkerställa resurstillräcklighet på elmarknaden (KN2023/02811) är av vikt för utredningen.

Utredaren ska beakta relevanta förslag på området som tidigare lämnats av andra utredningar och som inte lett till författningsändringar.

Uppdraget ska redovisas senast den 25 april 2025.

(Klimat- och näringslivsdepartementet)

Profu

Modellanalys av framtida elpriser och intjäningsförmåga för olika kraftslag

Thomas Unger, Emil Nyholm och Johan Holm (Profu)
Februari, 2025

nepp

Sammanfattning

Syftet med denna studie, som är utförd på uppdrag av den pågående Elmarknadsutredningen, är att analysera framtida elpriser och lönsamheten för nyinvesteringar i olika kraftslag i Sverige. Lönsamheten bedöms genom en analys av intjäningsförmågan, det vill säga det erhållna elpriset för ett givet kraftslag, samt ett enklare mått på själva lönsamheten där även kostnadssidan beaktas. Studien omfattar två tidsperspektiv, dels ett mellanlångt perspektiv (2035), dels ett långt perspektiv (2045).

Analysen bygger på en serie el- och energisystemberäkningar och baseras på en handfull omvärldsscenarier och känslighetsanalyser i syfte att reflektera ett antal osäkerhetsfaktorer som har betydelse för utfallet. Modellverktygen omfattar hela det nordeuropeiska elsystemet men fokus i studien ligger på Sverige.

Den beräknade långsiktiga utvecklingen för den svensk elförsörjning visar att landbaserad vindkraft spelar en stor roll i de olika scenarierna i synnerhet fram till 2035. Havsbaserad vindkraft och ny kärnkraft bedöms ha längre ledtider och bidrar med ny produktion framför allt i scenarier med en omfattande elektrifiering där bruttoelefterfrågan antas uppgå till drygt 300 TWh år 2045.

Planerbara kraftslag som vattenkraft, kraftvärme och kärnkraft erhåller genomgående ett högre elpris sett över ett år än väderberoende kraftslag som vindkraft och solel. Däremot har de senare fördelen av lägre produktionskostnader varför lönsamheten kan se annorlunda ut. Den här beräknade ”lönsamhetsindikatorn” visar att landbaserad vindkraft har relativt goda ekonomiska förutsättningar för fortsatt utbyggnad givet att de nödvändiga tillstånden erhålls. Det gäller inte minst i tidsperspektivet fram till 2035. På längre sikt förbättras förutsättningarna även för de övriga kraftslagen. Analysen pekar också på vikten av att utbyggnad och efterfrågeökning utvecklas någorlunda balanserat för att undvika mer extrema elpriseffekter som kan innebära en risk för producenterna (”alltför låga elpriser”) eller för konsumenterna (”alltför höga elpriser”).

Innehåll

Sammanfattning ii
Innehåll iv
Syfte och bakgrund 1
Metod 1
Omvärldsscenarier och känslighetsfall 1
Tre omvärldsscenarier 2
Två känslighetsfall 3
Beräkningsresultat 4
Elproduktion 4
Elpris 5
Erhållet elpris och *capture rate* 8
”Lönsamhetsindikator”: en förenklad beskrivning av ett kraftslags konkurrenskraft 12
Känslighetsanalys: ingen ny kärnkraft 2045 i Högelscenariot 17
Känslighetsanalys: obalans i utbyggnadstakt och i efterfrågeökning 19
Slutsatser och diskussion 24
Bilaga 1: Modellbeskrivning 27
TIMES-NORDIC 27
EPOD 27
Bilaga 2: Viktiga beräkningsförutsättningar 30

Syfte och bakgrund

Syftet med denna studie är att kvantifiera marknadspriset på el (”spotpriset”) givet olika viktiga omvärldsfaktorer och med utgångspunkt från två olika tidsperspektiv, dels på mellanlång sikt (2035), dels på lång sikt (2045). En nyckelfråga är hur intjäningsförmågan (det erhållna marknadspriset på el) för olika kraftslag påverkas av den långsiktiga elprisbilden och av de olika kraftslagens framtida körmönster. Priskvantifieringarna är framtagna med energi- och elsystemmodellering vilket möjliggör detaljerade analyser av den framtida elprisutvecklingen och ett antal nyckelfaktorer som har betydande påverkan på denna prisutveckling.

Studien är utförd på uppdrag av den pågående Elmarknadsutredningen och ska utgöra ett av flera underlag till utredningens slutsatser. Analyserna i denna studie har genomförts av Profu med stöd av det analysarbete som utförs inom ramen för forsknigsprogrammet NEPP som leds av Energiforsk och Profu.

Metod

I denna studie utnyttjar vi två modellverktyg, TIMES-NORDIC och EPOD[1], som båda hanteras och utvecklas av Profu. Bägge modellverktygen används löpande i en rad olika uppdrag åt exempelvis Energimyndigheten men även inom olika forskningsprojekt som exempelvis NEPP-projektet.[2] TIMES-NORDIC är en energisystemmodell som analyserar den långsiktiga utvecklingen av hela energisystemet, medan EPOD är en el- och fjärrvärmesystemmodell som med hög detaljnivå analyserar de timvisa skeendena inom el- och fjärrvärmesystemen. Modellerna samkörs för att på så sätt täcka in den mångfald av olika aspekter och faktorer som på olika sätt kan påverka såväl den kortsiktiga som långsiktiga utvecklingen på elmarknaden. TIMES-NORDIC-modellen beskriver hela det svenska energisystemet plus elsystemen i de nordeuropeiska grannländerna medan EPOD-modellen med betydligt högre detaljnivå, inklusive en elområdesindelning till skillnad från den nationella ansatsen i TIMES-NORDIC, beskriver hela det nordeuropeiska elsystemet och den svenska fjärrvärmeförsörjningen. I Bilaga 1 till denna rapport redogörs för en något mer detaljerad beskrivning av de bägge modellverktygen. Ett urval av beräkningsförutsättningar redovisas i Bilaga 2.

Omvärldsscenarier och känslighetsfall

I denna studie analyserar vi tre olika omvärldsscenarier som i huvudsak skiljer sig åt med avseende på elefterfrågan i Sverige och de därmed förbundna systemeffekterna på exempelvis elproduktionen samt, i det tredje omvärldsscenariot, förutsättningar för ny kärnkraft. Dessutom omfattar analysen två känslighetsberäkningar med en annan balans mellan utbud och efterfrågan.

[1] EPOD är ett resultat av en mångårig forskningssamverkan mellan Profu och Chalmers.
[2] https://energiforsk.se/program/nepp/

Här nedan följer en närmare beskrivning av de olika scenarierna och känslighetsberäkningarna.

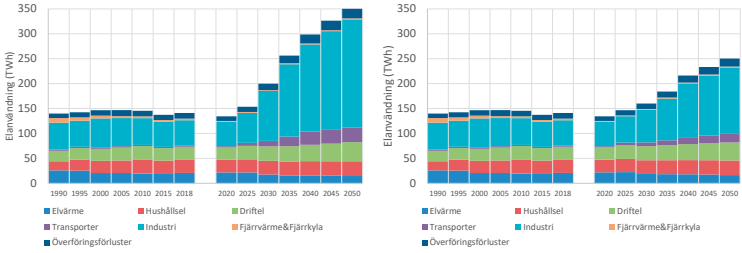
Tre omvärldsscenarier

HÖGEL-scenariot baseras i allt väsentligt på Nepp-projektets inledande högelscenario som i sin tur är en uppdatering av Energimyndighetens senaste publikt tillgängliga långsiktiga scenario, ett Elektrifieringsscenario, från nov-dec 2023.[3,4] HÖGEL-scenariot förutsätter en mycket omfattande elektrifiering inom industri och transportsektor och motsvarar i stor utsträckning de industriprojekt som aviserats under de två senaste åren. Det innebär därmed att den befintliga industrin i Sverige lyckas med en omställning mot fossilfrihet till 2045 samtidigt som det sker omfattande investeringar i ny fossilfri industriproduktion. I detta scenario räknar vi dock inte med vad det skulle innebära att ställa om råvaran/feedstocken inom raffinaderi- och kemisektorn. Vidare innebär HÖGEL-scenariot att export av direktreducerat järn (järnsvamp) sker från och med 2040, att en rad elektro-bränslesatsningar blir av, att skogsindustrin fortsätter att utvecklas, åtminstone tre batterifabriker etableras till 2030 och att gruvindustrin expanderar ytterligare jämfört med idag. HÖGEL-scenariot leder till en bruttoelförbrukning på ca 320 TWh till 2045 (se Figur 1 nedan samt beräkningsförutsättningarna som redovisas i Bilaga 2).

Som kontrast till HÖGEL-scenariot ökar elefterfrågan i **LÅGEL-scenariot** i betydligt långsammare takt. En delförklaring till detta är att vi här antar att Sverige inte lyckas med sina föresatser om fossilfrihet till 2045. Däremot minskar utsläppen över tid men alltså inte i den omfattning som skulle behövas för att nå målen. Vi antar i såväl HÖGEL-scenariot som LÅGEL-scenariot att omvärlden inte når klimatmålen även om utsläppen minskar väsentligt över tid. I LÅGEL-scenariot räknar vi inte med någon industriell nyetablering i Sverige utöver STEGRA i Boden och den batterifabrik som redan finns på plats i Skellefteå. HYBRIT-projektet antas genomföras enligt plan men däremot produceras ingen järnsvamp för export. Dessutom antar vi i detta scenario att kemiindustrin inte ställer om (eller att det går betydligt långsammare än planerat) och att gruvindustrin inte expanderar på samma sätt som i HÖGEL-scenariot. Tillväxten i det industriella vätgasbehovet antas återfinnas enbart inom järn- och stålindustrin. Inom delar av transportsektorn antar vi att biodrivmedel spelar en större roll än i HÖGEL-scenariot som i högre grad utmärks av elfordon. Även om LÅGEL-scenariot utgår från en klart lägre elefterfrågan än HÖGEL-scenariot är det icke desto mindre frågan om en utveckling där elefterfrågan ökar markant och därmed väsentligt avviker från de senaste decenniernas trend med en stagnerade efterfrågan på el. LÅGEL-scenariot leder till en bruttoelförbrukning på ca 230 TWh till 2045 (se Figur 1 nedan samt beräkningsförutsättningarna som redovisas i Bilaga 2).

---

[3] www.energimyndigheten.se/48ea22/globalassets/statistik/prognoser-och-scenarier/langsiktiga-scenarier/uppdaterade-langsiktiga-scenarier-2023.pdf.
[4] Energiforsk/NEPP, se delrapport 1 i ”NEPPs inledande högelscenarier”, https://energiforsk.se/media/33801/nepps-inledande-ho-gelscenarier.pdf



Figur 1:Elanvändning per sektor i HÖGEL-scenariot (vänster) och LÅGEL-scenariot (höger).

För att belysa den långsiktiga effekten av ny kärnkraft omfattar analysen även ett tredje huvudscenario, nämligen ”**HÖGEL utan investeringar i ny kärnkraft**”. I HÖGEL-scenariot blir ny kärnkraft lönsam från och med 2040 givet de kostnadsantaganden vi gör (se mer i kommande resultatavsnitt). Men känsligheten med avseende på de (mycket) osäkra kostnaderna är relativt stor och en investeringskostnadsökning för ny kärnkraft på 20% jämfört med det vi antar i utgångsläget medför att nyinvesteringar helt uteblir i modellberäkningarna. Dessa kostnader appliceras även på ny kärnkraft i de länder utanför Sverige där vi antar att ny kärnkraft är en reell option. Därmed är det inte endast förutsättningarna för ny kärnkraft i Sverige som påverkas utan det gäller även de systemeffekter som ett sådant antagande ger upphov till, som exempelvis ökade investeringsincitament i annan kraftproduktion. I övrigt är förutsättningarna i detta scenario desamma som i HÖGEL-scenariot. Detta tredje omvärldsscenario utgör en del i känslighetsanalysen tillsammans med de två känslighetsfallen. HÖGEL- och LÅGEL-scenarierna ska därmed betraktas som huvudscenarier i denna studie och därför är också resultatredovisningen som bredast för dessa bägge scenarier.

Två känslighetsfall

Förutom de tre huvudscenarierna omfattar analysen även två känslighetsfall, eller scenariovarianter, med avseende på balansen mellan utbyggnadstakt och takten i elefterfrågeökning.

I det första känslighetsfallet, ”**HÖGEL+LÅGEFTERFRÅGAN”-fallet**, kombineras *utbudet* av elproduktion i HÖGEL-scenariot med *efterfrågan* på el från LÅGEL-scenariot för åren 2035 respektive 2045. Denna scenariovariant beskriver därmed en utveckling där utbyggnaden för elproduktion sker som om efterfrågan blir mycket hög men där utfallet för elefterfrågan i själva verket visar sig bli betydligt lägre. Kraftproduktionen är alltså ”överdimensionerad” och analysen belyser bland annat subventionsrisken och producenternas risk om man bygger ut ett elsystem som är anpassat för en hög elefterfrågan men där alltså utfallet blir en väsentligt lägre elefterfrågan.

Det andra känslighetsfallet, **LÅGEL+HÖGEFTERFRÅGAN-fallet**, beskriver det omvända, nämligen att efterfrågan på el sätter ordentlig fart (följer elbehovet i HÖGEL-scenariot) medan utbyggnaden av elproduktion inte alls hänger med (följer istället kapacitetsutbyggnaden från LÅGEL-scenariot). Denna analys täcker endast 2035 eftersom man på goda grunder kan argumentera för att en sådan

”underdimensionering” av kraftproduktionen inte är långsiktigt hållbar. Man kan förvisso även ha sådana invändningar mot det förra fallet för år 2045.

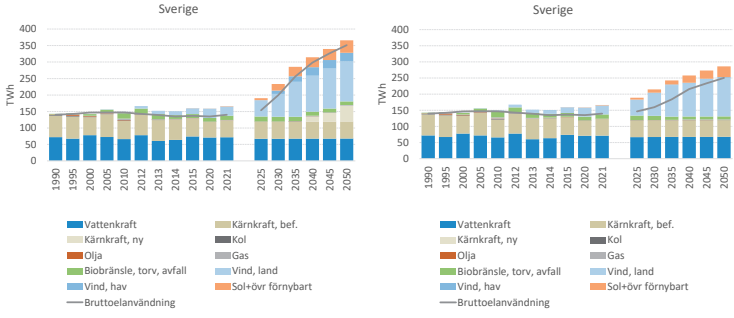
Känslighetsfallen utgår från en fixerad produktionskapacitet, en för 2035 och en för 2045. Detta skiljer sig från de tre huvudscenarierna där investeringarna ändras, och därmed produktionssystemen, till följd av de ändrade scenarioförutsättningarna.

Beräkningsresultat

I detta kapitel redogör vi för ett antal beräkningsresultat uppdelat på elproduktion i Sverige, elbalansen i respektive elområde, elprisutveckling, intjäningsförmåga för olika kraftslag samt ett förenklat ”lönsamhetsindex” för nyinvesteringar.

Elproduktion

Elproduktionens långsiktiga utveckling för de två (huvud)scenarierna HÖGEL och LÅGEL redovisas i Figur 2 nedan. Staplarna visar kraftproduktionen per kraftslag och den heldragna linjen visar bruttoelförbrukningen. Den senare är delvis ett modellresultat men i huvudsak ett på förhand (exogent) antagande. I figuren blir den landbaserade vindkraftens roll mycket tydlig för den långsiktiga utvecklingen i bägge scenarierna. Den något begränsade elefterfrågeökningen i LÅGEL-scenariot innebär att investeringar i såväl havsbaserad vindkraft som ny kärnkraft helt uteblir. Vid sidan om utbygganden av landbaserad vindkraft i detta scenario växer även solel något över tid. I HÖGEL-scenariot däremot medför den omfattande elefterfrågeökningen signifikanta investeringar i ett flertal olika kraftslag. Betydande investeringar i såväl havsbaserad vindkraft som ny kärnkraft tillkommer liksom klart större investeringar i solel jämfört med LÅGEL-scenariot. Den långsiktiga utvecklingen motsvarar här en bild av att ”alla kraftslag behövs” då de olika kraftslagen var för sig har unika utmaningar och begränsningar som gör sig påminda vid mycket omfattande efterfrågeökningar på el.



Figur 2: Elproduktionens långsiktiga utveckling i Sverige i HÖGEL-scenariot (vänster) och i LÅGEL-scenariot (till höger)

Viktigt att notera i bägge scenarier är de bitvis betydande investeringar som görs i energilager, det vill säga batterier och på längre sikt vätgaslager, olika typer av

efterfrågeflexibilitet inte minst smart laddning av elfordon samt planerbar produktionseffekt för korta tidsperioder, typiskt gasturbiner det vill säga så kallad spetslasteffekt. Dessa investeringar bidrar till variationshanteringen i ett framtida elsystem som domineras av väderberoende elproduktion vilket kan sägas vara fallet i bägge scenarierna.

I Bilaga 2 redovisas en mer detaljerad översikt över installerad kapacitet per kraftslag och per elområde. Den elområdesvisa fördelningen av tillkommande kapacitet och elefterfrågan sker baserat på de nationella investeringarna i enlighet med Figur 2, på exogena antaganden om förutsättningar för ny kraftproduktion och tillkommande elförbrukning i respektive elområde samt på en återkoppling från de elområdesvisa elprisberäkningarna i EPOD-modellen som ger signaler om lönsamheten för ny kraftproduktion i respektive elområde.[5] Mer om hur de två modellansatserna, den nationella (TIMES-NORDIC) och den elområdesspecifika (EPOD), samkörs tas upp i Bilaga 1.

Elpris

Elpriset stiger relativt brant i HÖGEL-scenariot till 2035 i samtliga elområden i Sverige till följd av den omfattande elektrifieringen, se Figur 3. Ledtidsbegränsningar för utbyggnaden av vindkraft bidrar till en prispress uppåt även om utbyggnaden till 2035 får anses vara mycket omfattande i modellberäkningarna, totalt ca 120 TWh på land och till havs. I LÅGEL-scenariot ligger däremot prisbilden på en klart lägre nivå jämfört med HÖGEL-scenariot 2035 till följd av den lägre elefterfrågan. Till 2045 blir prisskillnaderna mellan de två scenarierna betydligt mindre vilket förklaras av att efterfrågan i LÅGEL-scenariot fortsätter att växa och att utbyggnadspotentialen i HÖGEL-scenariot inte längre begränsas av ledtider. På lång sikt bestäms elpriset till stor del av investeringar i olika väderberoende elproduktion, framför allt vindkraft. Beroende på den totala efterfrågan är det olika teknikklasser, och därmed kostnader, som är prissättande men så länge det rör sig som samma typ av teknik kan skillnaden i elpris bli relativt liten mellan två fall även om elefterfrågan skiljer sig mer markant.

I bägge scenarierna antas omvärlden elektrifieras i samma omfattning. Även det påverkar den långsiktiga elprisbilden i Sverige. Skillnaden i elefterfrågan mellan HÖGEL-scenariot och LÅGEL-scenariot år 2045 är runt 80 TWh, vilket i förhållande till den totala nordeuropeiska efterfrågan i HÖGEL-scenariot (omkring 2000 TWh) är mindre än 5%.[6] Detta, samt det faktum att elöverföringskapaciteterna mellan länderna stärks efter 2035 (i bägge scenarierna,

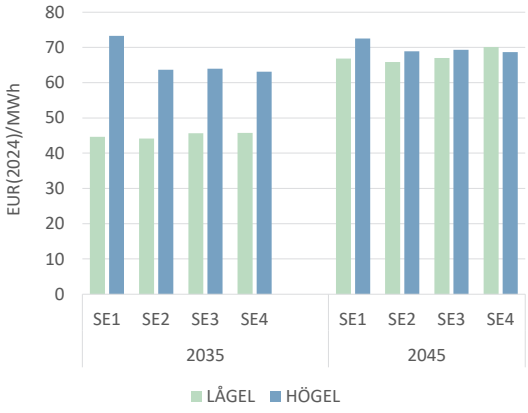
[5] En viktig källa för den framtida elefterfrågan per elområde utgörs av Profus studie åt SKGS (den svenska basindustrins energisamarbete), som omfattar en kartläggning av ett stort antal industriprojekt med tillhörande efterfrågan på el och vätgas i ett 2035-perspektiv. Kartläggningen uppdateras löpande. Den rapport som utgjort underlag till föreliggande analyser baseras på en enkät som skickades ut under våren 2024, den finns publicerad på SKGS hemsida: https://skgs.org/app/uploads/2024/06/Industrins-elbehov-SKGS-2024.pdf (*Besökt 2025-01-21*)

[6] Vi påminner här om att modellverktyget beskriver hela det nordeuropeiska elsystemet, det vill säga i vårt fall de fyra nordiska länderna, Tyskland, Polen och de tre baltstaterna.

men i olika omfattning), indikerar att skillnaden i svensk elefterfrågan på lång sikt mellan scenarierna kan ha en viss begränsad betydelse, så länge som förutsättningarna i omvärlden är desamma. Och det är precis det man ser i Figur 3 för år 2045.

Andelen efterfrågeflexibilitet och energilager bidrar också till att påverka prisbilden men då framför allt i form av en periodvis utjämnande effekt på elpriset.

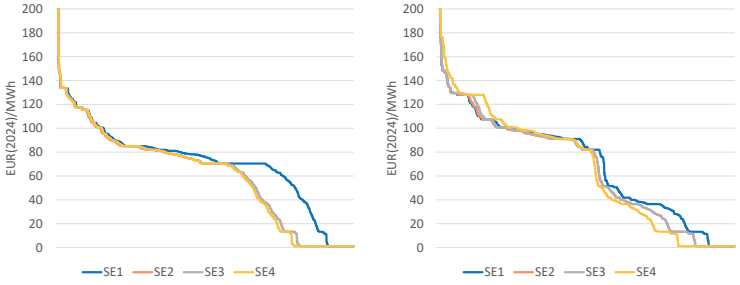
I Figur 3 kan man också se att elpriserna skiljer sig relativt lite mellan de fyra elområdena. Det beror på att en stor del av den tillkommande elefterfrågan antas komma i SE1 vilket därmed drar upp prisbilden där relativt mer än i de andra elområdena. Dessutom antar vi att överföringskapaciteten mellan SE2 och SE3 förstärks över tid i enlighet med Svenska kraftnäts långsiktiga planer men även att det råder full tillgänglighet till överföringskapaciteterna i de tre elområdessnitten. Detta bidrar ytterligare till att jämna ut priserna mellan elområden. I verkligheten kan tillgängligheten periodvis vara reducerad till följd av systemstabilitetsskäl eller underhåll.



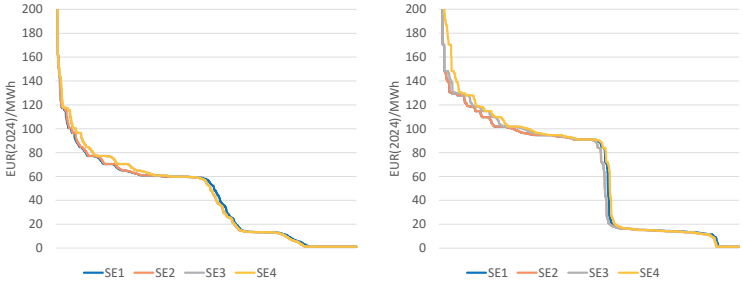
Figur 3: Årsmedelelpriset i SE1-SE4 i HÖGEL-scenariot respektive LÅGEL-scenariot

I Figur 4-Figur 5 redovisas det beräknade elpriset i respektive elområde och scenario samt för åren 2035 och 2045. I HÖGEL-scenariot är elpriset i SE1 högst av alla områden, något som är särskilt uttalat år 2035 där utbyggnaden inte riktigt hänger med den mycket stora efterfrågeökningen i detta scenario. I LÅGEL-scenariot ligger samtliga elområdespriser mycket nära varandra, vilket, som nämnts, beror på att den efterfrågeökning som sker även i detta scenario till stor del hamnar i norra Sverige samt att elöverföringarna mellan framförallt snitt SE2/SE3 stärks. Dessutom knyts SE1 närmare Finland genom den nya Aurora-

förbindelsen[7]. Finland fortsätter att vara ett (årligt) underskottsområde i modellanalysen, vilket ytterligare bidrar till en prispress uppåt i SE1. I andra änden, i SE4, tillkommer mer produktion än efterfrågan genom investeringar i framför allt havsbaserad vindkraft från och med 2030 i HÖGEL-scenariot men även i landbaserad vindkraft. Vi har här valt att begränsa utbyggnadspotentialen för landbaserad vindkraft till 1 GW i SE4 på grund av hög befolkningstäthet. Lika viktigt för den framtida prisbilden i SE4 är våra antaganden kring den massiva utbyggnaden av förnybar elproduktion på Kontinenten, främst i Tyskland. De mycket låga elpriserna under stora delar av sommarhalvåret sprids till SE4 samtidigt som de periodvis mycket höga elpriserna under vinterhalvåret i Tyskland inte påverkar SE4 alls i samma omfattning. Detta förklaras av att SE1-SE3 bidrar till att begränsa prisnivåerna under högprisperioder i SE4.



Figur 4: Elpriset i SE1-SE4 i HÖGEL-scenariot rangordnat efter fallande storlek, 2035 (vänster) respektive 2045 (höger)



Figur 5: Elpriset i SE1-SE4 i LÅGEL-scenariot rangordnat efter fallande storlek, 2035 (vänster) respektive 2045 (höger)

[7] Aurora Line, mellan Messaure i Sverige och Pyhänselkä i Finland

Den utpräglade ”prisplatån” i Figur 5 för 2045 (LÅGEL-scenariot) förklaras av en tydlig uppdelning i vinter- och sommarpriser.

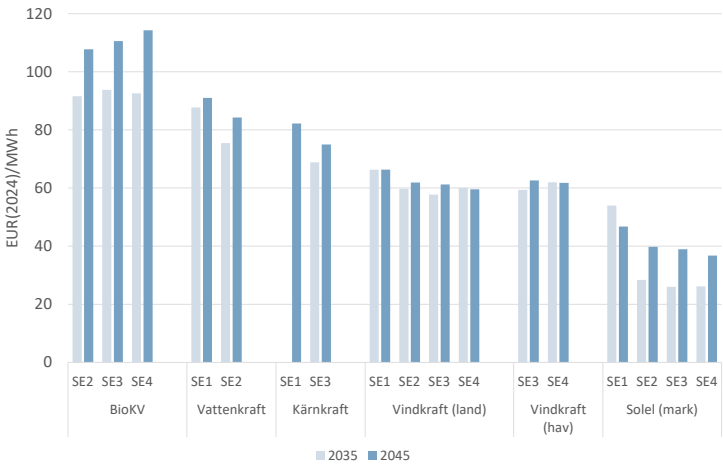
Erhållet elpris och *capture rate*

I föregående kapitel redogjorde vi för årsgenomsnittspriset på el och hur elpriset varierar inom ett givet år. I föreliggande kapitel går vi närmare in på hur det årliga elpriset ser ut för olika kraftproducenter. Det som avgör är bland annat graden av planerbarhet och förmågan till att anpassa produktionen till låga respektive höga elpriser. För väderberoende elproduktion spelar graden av samvariation en viktig roll, liksom penetrationen av olika flexibilitetslösningar och energilager.

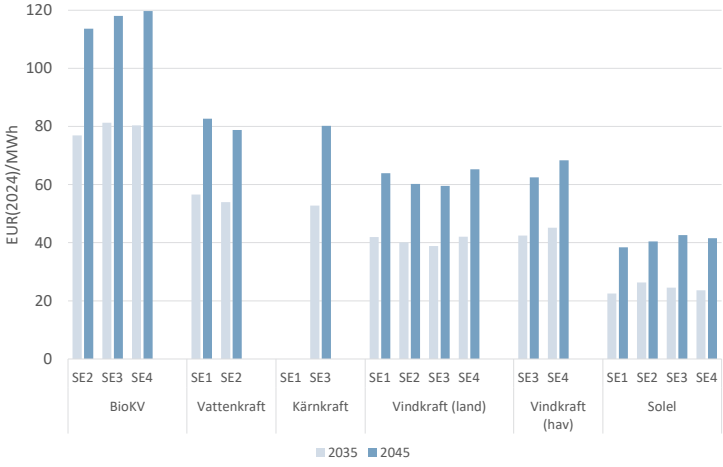
I Figur 6-Figur 8 redovisas det erhållna årsmedelelpriset (”intjäningsförmågan”) för sex olika grupper av kraftslag: biobränslekraftvärme, vattenkraft, kärnkraft, landbaserad vindkraft, havsbaserad vindkraft och solcellsparker. Notera att vi redogör utfallet för en hel kraftslagsgrupp i ett specifikt elområde och inte för enstaka kraftverk eller anläggningar. Vi har i figurerna valt att exkludera biobränslekraftvärme i SE1 då sådana anläggningar saknas där i de få detaljerat beskrivna fjärrvärmenäten i modellverktyget (återfinns dock i de så kallade gruppsystemen där detaljgraden är avsevärt lägre). Ny kärnkraft byggs endast i SE3 och i SE1 och då enbart i HÖGEL-scenariot. I figurerna har vi även valt att exkludera vattenkraft i SE3 och SE4 (främst småskalig vattenkraft i de elområdena), även om det finns representerat i modellverktyget, samt havsbaserad vindkraft i SE1 och SE2 där vi endast räknar med små bidrag i HÖGEL-scenariot i SE1. Vi gör detta främst av praktiska skäl för att öka läsbarheten i figurerna.

Det intjänade elpriset för respektive kraftslag är relevant för både nya investeringar och befintlig kapacitet då planerbarhet och reglerbarhet, och därmed produktionsprofilerna, är snarlika.

Såväl årsmedelelpriset (föregående kapitel) som det intjänade elpriset för respektive kraftslag skiljer sig generellt mellan elområdena. I Figur 6 kan man tydligt se att de planerbara kraftslagen (kraftvärme, vattenkraft och kärnkraft) erhåller ett (klart) högre elpris, medan de väderberoende kraftslagen, i synnerhet solel, erhåller genomgående lägre elpriser. Kraftvärme drar nytta av de generellt sett högre elpriserna under uppvärmningssäsongen. Andelen timmar med låga elpriser under vinterhalvåret tenderar dock att öka i beräkningarna i takt med att andelen vindkraft ökar.



Figur 6: Erhållet årsmedelelpris ("intjäningsförmåga") för olika kraftslag i respektive elområde och för åren 2035 respektive 2045 i HÖGEL-scenariot (BioKV avser biobränslekraftvärme).



Figur 7: Erhållet årsmedelelpris ("intjäningsförmåga") för olika kraftslag i respektive elområde och för åren 2035 respektive 2045 i LÅGEL-scenariot (BioKV avser biobränslekraftvärme)

I Figur 8-Figur 9 redovisar vi nästa indikator, nämligen *capture rate* eller "infångningsförmåga". Detta definieras som kvoten mellan det intjänade

årsmedelelpriset för respektive kraftslag och det årliga tidsmedelvärdet på el (jämför med Figur 3). På samma sätt som intjäningsförmågan skiljer sig mellan kraftslagen gör även *capture rate* det. Återigen ligger de planerbara kraftslagen (betydligt) högre än de icke-planerbara väderberoende kraftslagen. De planerbara kraftslagen har alla en *capture rate* som överstiger 1, vilket därmed innebär att det erhållna årsgenomsnittspriset på el är högre än tidsmedelvärdet på el.

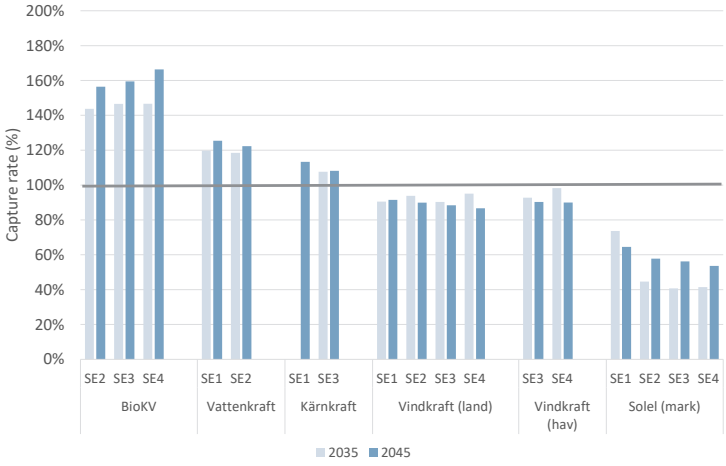
För den landbaserade vindkraftens del ligger den beräknade *capture rate* på typiskt 85-90%, beroende på år och elområde. Detta är högre än de observerade värdena under senare år, där *capture rate* typiskt har legat på 70-85% under 2023-2024 (beroende på elområde). Ett troligt skäl till att de beräknade värdena ligger relativt sett högre är antagandet om att vattenkraften till viss del kan anpassas till den framtida variabiliteten i vindkraftsproduktionen. Modellbeskrivningen inkluderar vissa reglerbegränsningar för vattenkraften baserat på empiri, men icke desto mindre genererar modellberäkningarna en signifikant förändring i produktionsmönstret (jämfört med idag) för vattenkraften, vilket kommer vindkraften till nytta. I vilken utsträckning vattenkraftsproduktionen i framtiden ytterligare kan anpassas till vindkraftsproduktionens variabilitet är bland annat föremål för pågående forskning, se exempelvis Energiforsk (2024).[8] Dessutom utgår modellansatsen från så kallad ”*perfect foresight*”, det vill säga modellverktyget har fullständig kunskap om förändringar och variabilitet över modellåret och kan därför optimera produktionen på bästa tänkbara sätt. Detta maximerar därmed vattenkraftens möjligheter att inom året parera vindkraftsvariationerna givet de begränsningar som finns. Dessa omständigheter bidrar sannolikt till en viss överskattning av vindkraftens *capture rate,* vilket också får positiva konsekvenser för vindkraftens ”lönsamhetsindikator” som vi återkommer till i nästa kapitel. Med det sagt finns det dock mekanismer i den långsiktiga utvecklingen som kan bidra positivt till vindkraftens *capture rate*. En del i detta ligger i en förändrad vindkraftsflotta med en växande andel lågvindsturbiner (vilket vi antar i denna studie) som producerar mer vid låga vindhastigheter och mindre vid höga vindhastigheter jämfört med ”konventionella” turbiner. Detta har en utjämnade effekt på den samlade vindkraftsflottans produktion och förbättrar därmed dess *capture rate*, allt annat lika.[9] Även en växande andel flexibilitet, vid sidan om vattenkraften, i elsystemet kan bidra positivt till vindkraftens intjäning, förutsatt att flexibiliteten verkar på en tidsskala som sammanfaller med vindkraftens variationer, det vill säga typiskt över flera dygn. Det innebär att batterier och efterfrågeflexibilitet kopplad till uppvärmning, hushållsel och laddning av elfordon har begränsad effekt eftersom tidsskalan där företrädesvis är inom dygnet, medan större vätgaslager har goda möjligheter att fånga upp variationer i vindkraftsproduktionen. Vätgaslager antas finnas på plats år 2045 men inte till 2035.

---

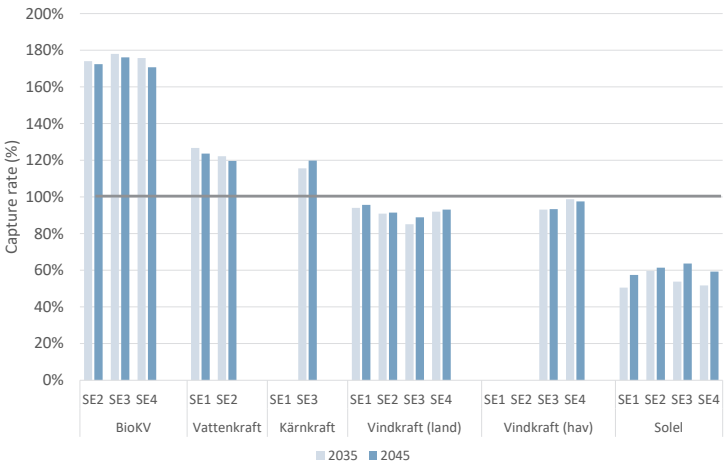
[8] Energiforsk (2024), ”Systemkonsekvenser av miljöåtgärder i vattenkraften”, https://energiforsk.se/program/systemkonsekvenser-av-miljoatgarder-i-vattenkraften/

[9] Att en växande andel lågvindhastighetsturbiner i elsystemet kan bidra till en utjämnade effekt på elpriset beskrivs bland annat av Swisher et al (2022) i ”Competitiveness of a low specific power, low cut-out wind speed wind turbine in North and Central Europe towards 2050” publicerad i Applied Energy.

De beräknade *capture rates* för solel är betydligt lägre än för vindkraft, typiskt mellan 40% och 60% beroende på elområde. Här finns alltså en mycket stark ”kannibaliseringseffekt” som förstärks av den mycket omfattande policydrivna utbyggnaden i Tyskland som vi antar i modellanalysen. I Figur 8 kan man också se att solelens *capture rate* är högre 2045 än 2035 i elområdena SE2-SE4 där solelens andel är som störst. Det beror på en växande andel inomdygns-flexibilitet och batterier som bidrar till en viss prisutjämning över dygnet.



Figur 8: ”Capture rate” för olika kraftslag i respektive elområde och för åren 2035 respektive 2045 i HÖGEL-scenariot (BioKV avser biobränslekraftvärme).



Figur 9: ”Capture rate” för olika kraftslag i respektive elområde och för åren 2035 respektive 2045 i LAGEL-scenariot (BioKV avser biobränslekraftvärme).

”Lönsamhetsindikator”: en förenklad beskrivning av ett kraftslags konkurrenskraft

I föregående kapitel redogjorde vi för begrepp som ”intjäningsförmåga” och ”capture rate” som vardera är indikatorer på ett kraftslags intäkter från elmarknaden. Men för att bedöma lönsamheten måste man även beakta den andra sidan av myntet, nämligen kostnadssidan. Kostnaden för ett specifikt kraftslag kan se väldigt olika ut beroende på förutsättningarna. För investeringar i vindkraft spelar exempelvis vindtillgång och avstånd till nätanslutningspunkten avgörande roller, medan lönsamheten för investeringar i kraftvärme i hög grad påverkas av förutsättningar i det lokala fjärrvärmenätet. Teknikval och anläggningsstorlek spelar också in liksom investerarnas avkastningskrav. Med andra ord, varje investering är unik och förutsättningarna, och därmed lönsamheten, kan se tämligen olika ut även för ett och samma kraftslag. Dessutom kan kostnaden variera ytterligare mellan olika aktörer, då själva anläggningskostnaden är ett resultat av en (icke publik) affärsuppgörelse mellan leverantör och kund. I det här avsnittet använder vi schablonmässiga kostnadsdata i paritet med de som utnyttjas i vår modellansats och baserat på olika publika källor som exempelvis Energiforsk

(2021).[10, 11] Modellbeskrivningen omfattar dock en mångfald av olika tekniker, även inom ett och samma kraftslag, varför framställningen i detta kapitel är förenklad av praktiska skäl. Man ska därför i första hand se resultaten som *indikativa* och inte som heltäckande för den spännvidd av utfall som finns bland verkliga investeringar (och till viss del även i modellberäkningarna). Av det skälet vill vi här betona att det handlar om just en relativt enkel, men transparent, *indikator* på lönsamheten, därav det valda namnet ”lönsamhetsindikator”.

Vi begränsar oss för enkelhets skull till en analys av kostnader för nyinvesteringar (modellverktygen beaktar även befintlig kapacitet, se mer nedan) och utnyttjar därvid det så kallade LCOE-värdet (”*Levelized Cost of Electricity*”) som tar hänsyn till kapitalkostnader, kalkylräntor, livslängder, drift- och underhållskostnader samt eventuella bränslekostnader. I LCOE-beräkningen ingår även ett kraftslags årliga utnyttjningstid och här utnyttjar vi de faktiskt modellberäknade utnyttjningstiderna för en grupp av tekniker inom ett och samma kraftslag. Den beräknade utnyttjningstiden beror dels på tillgängligheten för kraftslaget, dels på omkringliggande system. Om elpriset understiger ett kraftslags rörliga kostnader stängs kraftproduktionen av eller regleras ner beroende på reglerbarheten, vilket reducerar utnyttjningstiden för exempelvis termiska kraftverk. För väderberoende elproduktion som vind- och solel utan rörliga kostnader är det istället ”spillproduktionen”, det vill säga ”produktion” som sker utan att det finns en motsvarande efterfrågan (nollpriser eller negativa priser på el), som reducerar utnyttjningstiden genom nedreglering eller frånkoppling från elnätet.

Baserat på de beräknade intäkterna från elförsäljningen och på de (schablonmässigt) beräknade kostnaderna för nyinvesteringar definierar vi här en ”lönsamhetsindikator” som kvoten mellan det erhållna årsgenomsnittet för såld el för ett specifikt kraftslag och LCOE-värdet för samma kraftslag. Om kvoten överstiger 1 (alternativt större 100%) kan investeringen betraktas som lönsam medan det motsatta gäller om kvoten understiger 1 (alternativt mindre än 100%).

Vi har i vår redovisning för enkelhets skull valt att exkludera byggräntor under konstruktionstiden (däremot ingår sådana kostnader i TIMES-NORDIC-modelleringen för investeringar med längre byggtider).

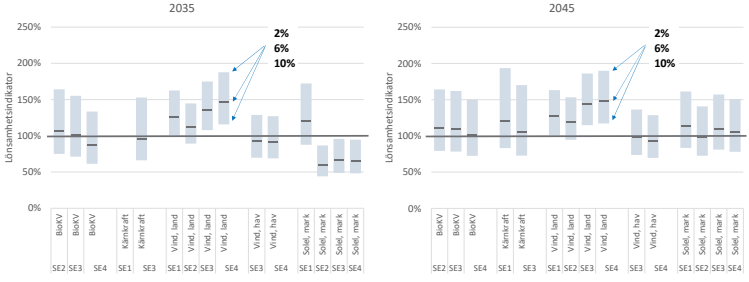
I Figur 10- Figur 11 redogörs resultaten för ett antal olika kraftslag med avseende på deras ”lönsamhetsindikatorer” och vi begränsar redovisningen till nyinvesteringar. Därför har vi här valt att exkludera vattenkraft i framställningen eftersom vi i modellverktygen endast räknar med effekthöjningar i befintliga verk som möjliga investeringar, det vill säga inga ”greenfield”-investeringar. Detsamma gäller för befintlig kapacitet inom de andra kraftslagen där man i verkligheten (och i vissa fall i våra modellverktyg) kan förlänga livslängden och/eller uppgradera prestanda genom olika investeringar. Livstidsförlängningar i exempelvis existerande kärnkraftverk ingår i modellbeskrivningen (se exempelvis Figur 2) och

[10] Energiforsk (2021), ”El från nya anläggningar”.
[11] Samtliga priser och kostnader uttryckta i 2021 års priser är indexuppräknade med en faktor 1.15 i de fall där prisår 2024 anges. Detta motsvarar inflationen i euroområdet under 2021-2024 (EUR är den monetära enhet som används i EPOD-modellen).

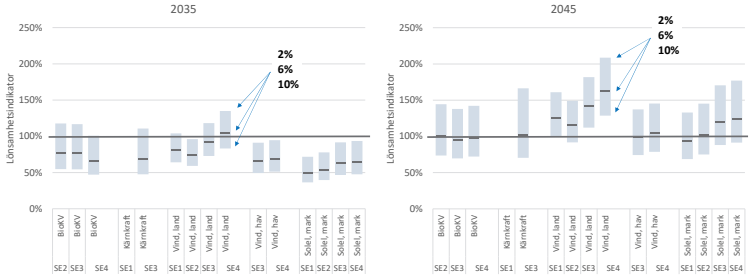
är genomgående en lönsam åtgärd givet de kostnader vi antar och med utgångspunkt från en drifttidsförlängning från 60 till 80 år. Denna typ av investeringar omfattas heller inte i den ”lönsamhetsanalys” som vi gör i detta kapitel och som alltså begränsas till ”greenfield”-investeringar.

Beräkningarna av ”lönsamhetsindikatorerna” är gjorda med tre olika kalkylräntor för att illustrera ett utfallsrum (2%, 6% och 10%, realt). Det är endast kalkylräntan 6% som används i modellberäkningarna för elsystemets långsiktiga utveckling. De andra två kalkylräntorna ska därför ses som förenklade känslighetsberäkningar eftersom ändrade kalkylräntor påverkar de investeringar som görs i modellverktyget. Lönsamhetsindikatorerna för de tre kalkylräntorna är framtagna för samma kapacitetsstock och för samma timvisa elpriser. Med andra ord är 6%-fallet det mest metodkoncistenta och har därför markerats med ett streck i figurerna. Man kan tydligt se i figurerna att en kalkylränta på 10% skulle göra det svårt med lönsamheten för merparten av kraftslagsinvesteringarna (med vissa undantag för vindkraft på land), medan en kalkylränta på 2% medför ett lönsamhetsindex på över 100% för investeringar de flesta kraftslagen (med vissa undantag för solel).

Resultaten i figurerna speglar endast situationen för två distinkta år, 2035 och 2045. Modellverktyget som analyserar den långsiktiga utvecklingen, TIMES-NORDIC, beaktar även skeendena över tid och kan planera investeringar så att de blir lönsamma över *hela* livslängden i takt med att omvärldsfaktorerna kontinuerligt förändras. Av det skälet är det vanskligt att dra för långtgående slutsatser kring ett kraftslags lönsamhet över en längre tidsperiod genom att endast skärskåda två specifika år.



Figur 10: ”Lönsamhetsindikator” för nyinvesteringar i olika kraftslag och elområden, 2035 (till vänster) respektive 2045 (höger) i HÖGEL-scenariot (BioKV avser biobränslekraftvärme).



Figur 11: ”Lönsamhetsindikator” för nyinvesteringar i olika kraftslag och elområden, 2035 (till vänster) respektive 2045 (höger) i LÅGEL-scenariot (BioKV avser biobränslekraftvärme).

Man kan se att ”lönsamhetsindikatorn” för ny vindkraft på land är relativt hög vilket är ett resultat av en tillräckligt god intjäning, trots att *capture rate* ligger klart under 100%, i kombination med låga totala produktionskostnader. Vi påminner om diskussionen kring vattenkraftens variationsdämpande effekt och dess betydelse för vindkraftens intjäningsförmåga från föregående kapitel. Detta bidrar naturligtvis också till den positiva bilden för den landbaserade vindkraftens ”lönsamhetsindikator”. Vi antar i modellanalysen att i synnerhet SE4 har mycket goda vindlägen även på land. Däremot har vi, som nämnts tidigare, antagit att potentialen för utbyggnation på land är kraftigt begränsad i SE4.

För solel är bilden, till skillnad från vindkraft, mer sammansatt. I bägge scenarierna ligger ”lönsamhetsindikatorn” under 100% för 2035 med undantag för SE1 i HÖGEL-scenariot där elpriserna ligger relativt högt under en stor del av året. SE1 är också det prisområde som kopplar minst till Tyskland där andelen solel antas växa mycket snabbt till 2035, varför ”kannibaliseringseffekten” därifrån är relativt liten. Till 2045 växer batterikapaciteten och andra flexibilitetsåtgärder och bidrar till att delvis jämna ut elprisvariationen inom dygnet vilket gynnar solel. Dessutom antar vi att investeringskostnaden för solel sjunker över tid, även om skillnaden mellan 2035 och 2045 antas vara relativt liten.

De kostnadseffektiva investeringar som görs i TIMES-NORDIC-modellen fram till 2035 är mer förskjutna mot takmonterade solceller där ytterligare incitament existerar drivna av egenförbrukningen. Först därefter ökar incitamenten även för markplacerade installationer till följd av stigande elpriser och sjunkande investeringskostnader. Detta rimmar därmed tämligen väl med den ”lönsamhetsindikator” för markplacerade installationer som redovisas i Figur 10 - Figur 11.

Trots den höga intjäningsförmågan, *capture rate*, för biobränslekraftvärme blir den beräknade ”lönsamhetsindikatorn” måttlig och till och med klart lägre än 100% i LÅGEL-scenariot år 2035 (för 6% kalkylränta). Förklaringen ligger i höga investeringskostnader och bränslekostnader samt en, över tid, tendens till fallande utnyttjningstider. Biobränslekraftvärmen profiterar på de ofta höga elpriserna under vintern men påverkas negativt av de periodvis låga elpriserna som också förekommer under vintern och som är ett resultat av god tillgång till vindkraft.

Konkurrensen om skogsråvaran antas växa i framtiden och de biobränslepriser som vi här utgår från kan betraktas som en naturlig följd av den prisnivå som har karaktäriserat marknaden under de två senaste åren, med priser som ligger avsevärt högre än priserna i en längre historisk återblick. I LÅGEL-scenariot är biobränslepriserna högre än i HÖGEL-scenariot till följd av en större andel biodrivmedel inom transportsektorn (och därmed ett lägre elberoende inom denna sektor). Här blir effekten särskilt påtaglig för ”lönsamhetsindikatorn” till 2035. Vi påminner om att lönsamheten för investeringar i ny kraftvärme är särskilt svår att enkelt sammanställa på detta sätt eftersom de lokala förutsättningarna ser så olika ut. Det gäller inte minst värdet på den samtida produktionen av fjärrvärme. I denna framställning antar vi för enkelhets skull att detta värde bestäms av alternativkostnaden i en ny skogsfliseldad hetvattenpanna. De investeringar som görs i TIMES-NORDIC-modellen bygger på en betydligt mer komplicerad grund där värdet av fjärrvärmen är ett modellresultat i sig. Detsamma gäller modellverktyget EPOD som med sin mycket höga detaljgrad beskriver en mångfald av enskilda fjärrvärmesystem och där såväl marginalkostnader som genomsnittskostnader för enskilda fjärrvärmesystem utgör beräkningsresultat. Men icke desto mindre visar resultaten i Figur 10-Figur 11 vikten på en hög elefterfrågan för kraftvärmens del, men belyser också de utmaningar som finns för kraftvärme och som företrädare för branschen också pekar på.[12]

I TIMES-NORDIC-beräkningarna för den långsiktiga utvecklingen görs investeringar i ny kärnkraft först runt 2040 i HÖGEL-scenariot medan de helt uteblir i LÅGEL-scenariot. Denna bild bekräftas av den beräknade ”lönsamhetsindikatorn” för ny kärnkraft som ligger tydligt över 100% i HÖGEL-scenariot år 2045 medan den ligger under 100% år 2035 i både HÖGEL- och LÅGEL-scenariot, givet en kalkylränta på 6% (som är styrande för TIMES-NORDIC-beräkningarna). I LÅGEL-scenariot för 2045 ligger indikatorn mycket nära 100% (för 6% kalkylränta) vilket antyder att det handlar om ett gränsfall (modellen väljer dock, som nämnts, att inte investera i ny kärnkraft i detta fall). Vi vill här understryka de stora osäkerheter som finns avseende investeringskostnader för ny kärnkraft och att man måste sätta de här redovisade ”lönsamhetsindikatorerna” i relation till de antagna investeringskostnaderna, vilket för övrigt gäller för samtliga kraftslag. De kostnader för ny kärnkraft som vi baserar analysen på härrör från en studie av Energiforsk (2021) som ligger lägre än de bedömningar som görs i exempelvis den statliga utredningen om finansiering av ny kärnkraft.[13,14]

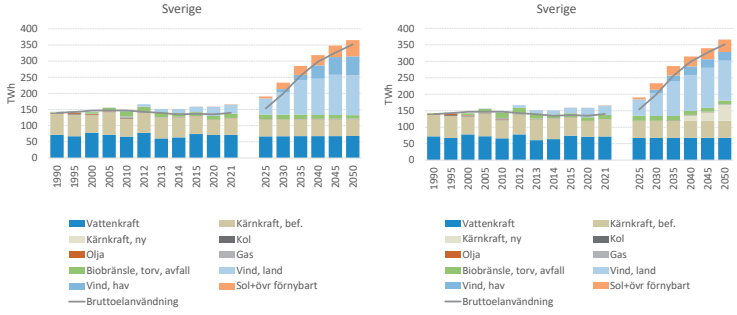
Genom att jämföra utfallen för HÖGEL-scenariot och LÅGEL-scenariot kan man också konstatera att det inte genomgående är så att HÖGEL-scenariot genererar ett högre värde på ”lönsamhetsindikatorn” än vad LÅGEL-scenariot gör. Scenarierna skiljer sig från varandra på en rad punkter, förutom elefterfrågan, även med avseende på exempelvis andelen väderberoende elproduktion, flexibilitet och överföringskapacitet till Kontinenten. Det gör därmed att exempelvis vindkraft på

[12] Se exempelvis Montel News (2024), https://montelnews.com/nordic/news/ee4a6586-df86-49e6-999e-04388aa551e8/fokus-kraftvarmen-gar-mot-annu-en-dyr-vinter
[13] Energiforsk (2021), ”El från nya anläggningar”
[14] Finansdepartementet Fi 2023:F, ”Promemoria: Finansiering och riskdelning vid investeringar i ny kärnkraft”

land i SE4 kan ha ett något högre värde på ”lönsamhetsindikatorn” i LÅGEL-scenariot jämfört med HÖGEL-scenariot år 2045.

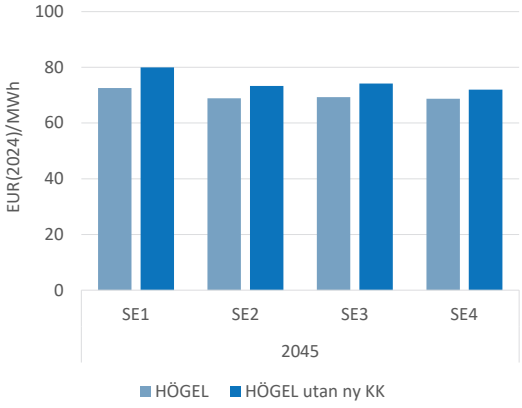
Känslighetsanalys: ingen ny kärnkraft 2045 i Högelscenariot

I HÖGEL-scenariot byggs ny kärnkraft ut efter 2035 och producerar ca 25 TWh år 2045 (motsvarar drygt 3 GW), givet de kostnadsantaganden vi gör för ny kärnkraft och alternativ kraftproduktion. För att analysera betydelsen av ny kärnkraft på beräkningsutfallet för elpriser och för intjäningsförmågan har vi även undersökt en scenariovariant utan ny kärnkraft under hela modellperioden (”HÖGEL utan ny kärnkraft”). Istället för ny kärnkraft investerar då modellen (TIMES-NORDIC) i annan kraftproduktion i Sverige (se Figur 12), framförallt i havsbaserad vindkraft. Dessutom sker vissa förändringar i investeringsmönster i grannländerna.



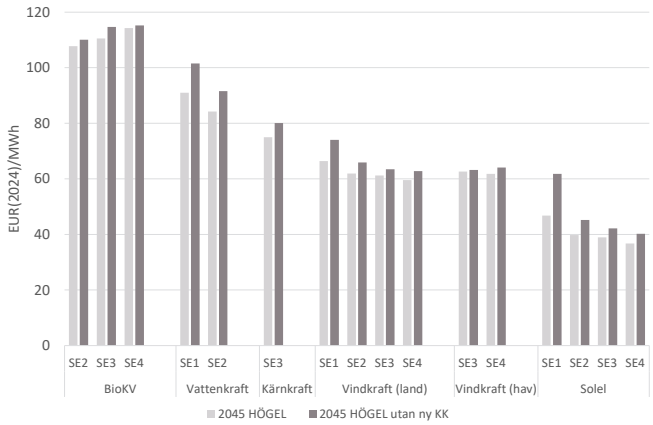
Figur 12: Den långsiktiga utvecklingen för elproduktionen i HÖGEL-scenariot (höger) och i samma scenario men där ny kärnkraft utesluts som en möjlig option (”HÖGEL utan ny kärnkraft”; vänster)

I Figur 13 redovisas effekten på årsmedelelpriset år 2045 av ny kärnkraft i HÖGEL-scenariot. Man kan där se att ett system med ny kärnkraft på plats uppvisar ett årsmedelelpris som är typiskt 5-10 EUR/MWh (beroende på elområde) lägre än ett system utan ny kärnkraft. Detta är i hög grad ett resultat av vårt kostnadsantagande för ny kärnkraft som alltså är sådant att ny kärnkraft är lönsam på längre sikt. Det vill säga de elprisnivåer som erhålls långsiktigt i modellresultaten täcker samtliga kostnader för ny kärnkraft. Det bör dock nämnas att känsligheten är stor och en investeringskostnadsökning på ca 20% (från knappt 60 000 SEK/kW$_{el}$ till ca 70 000 SEK/kW$_{el}$; 2021 års penningvärde) för ny kärnkraft jämfört med grundantagandet leder till att ny kärnkraft inte blir lönsam i modellberäkningarna.

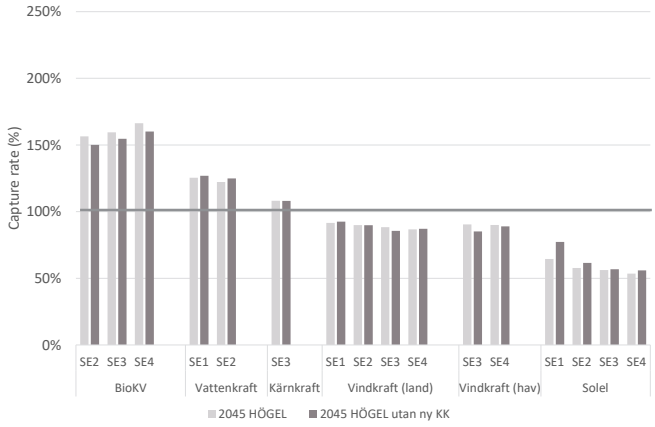


Figur 13: Årsmedelelpriser i de fyra elområdena i HÖGEL-scenariot med och utan ny kärnkraft år 2045.

I Figur 14 redovisas den beräknade ”intjäningsförmågan” och i Figur 15 *capture rate* för de olika kraftslagsgrupperna för HÖGEL-scenariot utan ny kärnkraft respektive HÖGEL-scenariot med ny kärnkraft. Intjäningsförmågan utan ny kärnkraft ökar för samtliga kraftslag eftersom elpriserna generellt är något högre enligt tidigare figur. Effekten på *capture rate*, däremot, är mindre tydlig eftersom både intjäningsförmågan (täljaren i *capture rate*) och årsmedelelpriset (nämnaren i *capture rate*) ändras. För exempelvis kraftvärme ökar årsmedelelpriset mer än det erhållna elpriset när man går från HÖGEL-scenariot med ny kärnkraft till HÖGEL-scenariot utan ny kärnkraft, varför *capture rate* minskar något. Skillnaderna får dock betraktas som små.



Figur 14: Erhållet årsmedelelpris ("intjäningsförmåga") för olika kraftslag i respektive elområde och för scenariovarianterna HÖGEL med och utan ny kärnkraft år 2045.



Figur 15: "Capture rate" för olika kraftslag i respektive elområde och för scenariovarianterna HÖGEL med och utan ny kärnkraft år 2045.

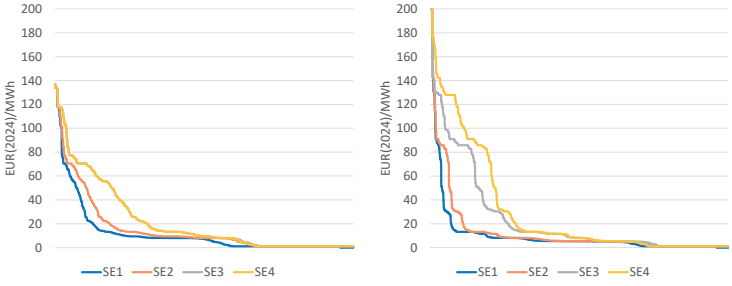
Känslighetsanalys: obalans i utbyggnadstakt och i efterfrågeökning

I denna känslighetsanalys undersöker vi effekten av att utbyggnaden av ny kraftproduktion och ökningstakten i elefterfrågan inte sker "balanserat" på det sätt som antas i de föregående modellberäkningarna. I det första känslighetsfallet analyserar vi en utveckling där utbyggnaden av elproduktionen sker i enlighet med HÖGEL-scenariot men där efterfrågan istället visar sig motsvara LÅGEL-scenariot ("HÖGEL+LÅGEFTERFRÅGAN"-fallet). Detta fall illustrerar därmed följden av en

”överdimensionerad” produktionskapacitet och belyser risken för kraftproducenterna samt en eventuell subventionsrisk för staten. I det andra känslighetsfallet analyserar vi istället det omvända, nämligen att utbudet byggs ut enligt LÅGEL-scenariot men där utfallet för elefterfrågan istället visar sig följa HÖGEL-scenariot (”LÅGEL+HÖGEFTERFRÅGAN”-fallet). I detta fall studerar vi därmed effekten av ett ”underdimensionerat” produktionssystem som belyser risken för elkonsumenterna. Långsiktigt torde inget av dessa bägge fall vara hållbart och det gäller kanske i synnerhet det sistnämnda, speciellt som skillnaderna mellan HÖGEL- och LÅGEL-scenariot är så stor. De elpriser som genereras i ett ”över- eller underdimensionerat” produktionssystem bör över tid ge signaler till utbuds- och efterfrågesidan så att systemet blir mer balanserat, förutsatt att marknadslogiken tillåts verka.[15]

Utbyggnad enligt HÖGEL-scenariot i kombination med en lägre elefterfrågan

I detta fall kombineras, som nämnts, en kapacitetsutbyggnad till 2035 respektive 2045 i enlighet med HÖGEL-scenariot med en elefterfrågan som följer LÅGEL-scenariot. Vi har alltså ett ”överdimensionerat” system på produktionssidan. Eftersom skillnaden mellan HÖGEL-scenariot och LÅGEL-scenariot är stor får denna kombination följaktligen stora effekter på elpriset med genomgående mycket låga elpriser under en stor del av året, se Figur 16.

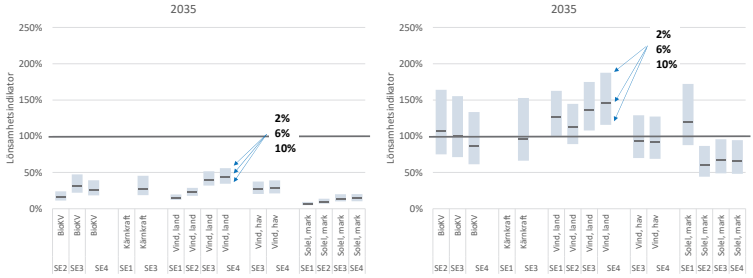


Figur 16: Elpriset i SE1-SE4 i HÖGEL-scenariot kombinerat med efterfrågeutvecklingen enligt LÅGEL-scenariot (”HÖGEL+LÅGEFTERFRÅGAN”) rangordnat efter fallande storlek, år 2035 (vänster) respektive år 2045 (höger).

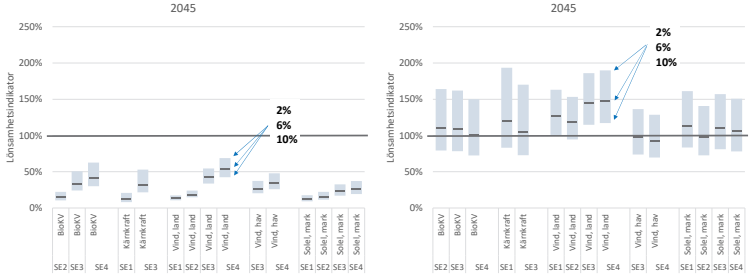
Av detta följer att ”lönsamhetsindikatorn” för de olika kraftslagsgrupperna ligger långt under 100% och avviker signifikant från det ”balanserade” HÖGEL-scenariot

[15] Valet av benämningarna ”överdimensionerat”, ”underdimensionerat” eller ”obalanserat” system ska här ses som bildspråk. Även dessa system är ”balanserade” i modellanalysen i så måtto att eleffektbalansen går ihop varje enskild timme. Däremot ger ett ”underdimensionerat” system incitament till mer, och billigare, kraftproduktion, alternativt lägre elefterfrågan, än det som förutsätts i denna känslighetsanalys medan det omvända gäller för ett ”överdimensionerat” system.

både för 2035 och 2045, se Figur 17 och Figur 18 (och jämför med Figur 4). Detta indikerar naturligtvis en långsiktigt ohållbar situation för kraftproducenterna såvida det inte finns omfattande stödsystem och/eller andra intäktsströmmar. Hade vi istället kombinerat HÖGEL-scenariot med en efterfrågeutveckling som ligger högre än LÅGEL-scenariot (men fortfarande lägre än HÖGEL-scenariot) hade den negativa effekten på ”lönsamhetsindikatorerna” följaktligen blivit mindre.



Figur 17: ”Lönsamhetsindikator” för nyinvesteringar i olika kraftslag och elområden, i scenariovarianten ”HÖGEL+LÅGEFTERFRÅGAN” (vänster) respektive HÖGEL-scenariot (höger) för år 2035[16].

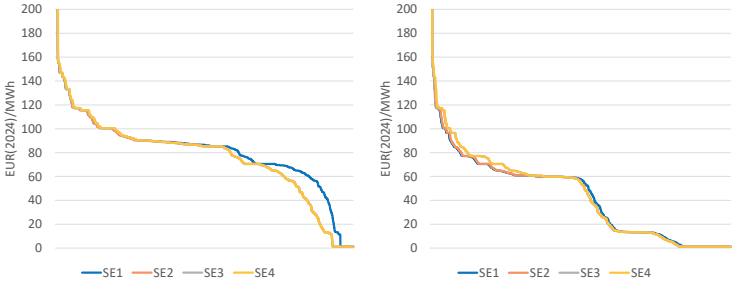


Figur 18: ”Lönsamhetsindikator” för nyinvesteringar i olika kraftslag och elområden, i scenariovarianten ”HÖGEL+LÅGEFTERFRÅGAN” (vänster) respektive HÖGEL-scenariot (höger) för år 2045.

[16] Skälet till att stapelhöjden i det vänstra diagrammet är mycket mindre än stapelhöjden i det högra diagrammet är att det absoluta värdet på ”lönsamhetsindikatorn” är betydligt högre i det högra diagrammet. Eftersom den relativa skillnaden mellan min och max är densamma (samma kalkylräntor) i bägge diagrammen så innebär det att den absoluta skillnaden mellan min och max blir större ju större ”lönsamhetsindikatorn” är.

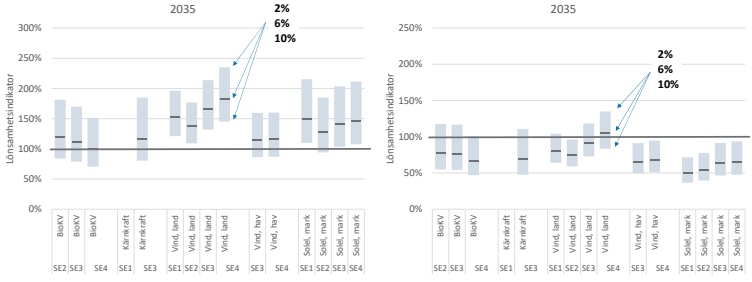
Utbyggnad enligt LÅGEL-scenariot i kombination med en högre elefterfrågan

I den sista känslighetsberäkningen kombineras kapacitetsutbyggnaden i LÅGEL-scenariot med en efterfrågeutveckling som följer HÖGEL-scenariot. Effekten blir, som förväntat, den motsatta mot föregående känslighetsberäkning: elpriserna blir genomgående betydligt högre än i det ”balanserade” LÅGEL-scenariot, se Figur 19. Vi har här valt att lyfta fram situationen endast för 2035.



Figur 19: Elpriset i SE1-4 rangordnat efter fallande storlek år 2035 i LÅGEL-scenariot kombinerat med efterfrågeutveckling enligt HÖGEL-scenariot (”LÅGEL+HÖGEFTERFRÅGAN”), till vänster, och i LÅGEL-scenariot, till höger

Effekten av ovanstående förutsättningar på ”lönsamhetsindikatorn” redovisas i Figur 20. Samtliga kraftslagsgrupper i samtliga elområden ligger på minst 100% för 6% kalkylränta och de allra flesta klart över 100%. Detta utfall är naturligtvis gynnsamt för producenterna, men betydligt mer utmanande för elkonsumenterna då årsmedelelpriset i det ”obalanserade” fallet ligger hela 80% högre än årsmedelelpriset i det ”balanserade” LÅGEL-scenariot.



Figur 20: ”Lönsamhetsindikator” för nyinvesteringar i olika kraftslag och elområden, i scenariovarianten ”LÅGEL+HÖGEFTERFRÅGAN” (vänster) respektive LÅGEL-scenariot (höger) för år 2035

Slutsatser och diskussion

Modellanalysen inom ramen för detta uppdrag visar tydligt att en omfattande elektrifiering av den svenska industrin och transportsektorn fordrar mycket stora investeringar i elproduktion. Det gäller med största sannolikhet även elnät men det är inget som vi har analyserat i detalj i denna studie. Resultaten pekar på att det främsta bidraget från ny kraftproduktion fram till 2035 kommer från landbaserad vindkraft, vilket är den teknik som till dess rimligen klarar att expandera produktionsvolymerna i elförsörjningen i tillräcklig omfattning och i tillräcklig takt om elektrifieringen på användarsidan växer snabbt. Även därefter fortsätter nyinvesteringar i landbaserad vindkraft men då, i HÖGEL-scenariot, flankerade av omfattande investeringar i havsbaserad vindkraft, kärnkraft och solel. Inte minst för den landbaserade vindkraften förutsätter denna utveckling dels en allmän acceptans för utbyggnaden, dels en nätutbyggnad för att kunna överföra och distribuera de tillkommande produktionsvolymerna. Acceptansproblematiken är reell och de omfattande produktionsvolymerna som vi räknat med här kommer att accentuera konkurrensen om markanvändning ytterligare. Exempelvis antar vi att den installerade kapaciteten för landbaserad vindkraft uppgår till hela 20 GW enbart i elområde SE1 år 2045 i HÖGEL-scenariot. Det är 6 ggr så mycket som Energimyndigheten redovisar som utbyggnadsbehov för Norrbottens län (som tillsammans med en mindre del av Västerbottens län utgör elområde 1) i den nationella vindkraftsstrategin från 2021.[17] Utöver denna kapacitet förutsätter vi även havsbaserad vindkraft på plats till 2045 i Bottenviken samt 1 GW kärnkraft i SE1. Om vi reducerar den tillgängliga kapaciteten i något av dessa kraftslag blir det beräknade elpriset för SE1 snabbt mycket högt för den givna elefterfrågan. Detta illustrerar den stora utmaningen i att möta en ökad elefterfrågan från dagens ca 11 TWh till ca 100 TWh i SE1 år 2045, förutsatt att elektrifieringen följer HÖGEL-scenariot, utan att elprisbilden samtidigt skjuter i höjden. Utmaningen är stor även för de andra elområdena men den relativa förändringen är klart störst i elområde 1. Effekten av den utveckling som förutsätts är att elpriserna tenderar att på sikt bli högst i SE1 av de fyra svenska elområdena. Den nära priskopplingen till Finland, som förstärks ytterligare under 2025 genom Aurora-förbindelsen, bidrar till en prispress uppåt då Finland fortsätter att vara ett underskottsområde i modellanalysen samtidigt som den inhemska elefterfrågan där ökar snabbt.

Den mycket omfattande elektrifieringen fordrar även stora investeringar i eleffekt med hög tillgänglighet för att hantera perioder då tillgången till variabla (väderberoende) kraftslag understiger inhemsk efterfrågan på el. För den mer kortsiktiga eleffektbalanseringen, typiskt inom ett dygn, bidrar batterier, efterfrågeflexibilitet och gasturbiner vid sidan om de mer traditionella planerbara kraftslagen som vattenkraft, kärnkraft och kraftvärme. För balansering på längre tidsskala, typiskt dygn eller veckor, bidrar vattenkraft och andra planerbara produktionsslag och, på längre sikt bortom 2035, även vätgaslager. Osäkerheten kring vätgaslager är dock stor. Dessutom bidrar även import och export av el till effektbalansering på olika tidsskalor.

[17] Energimyndigheten 2021, ” Nationell strategi för en hållbar vindkraft”, ER 2021:2

De i denna studie beräknade ”lönsamhetsindikatorerna” för respektive kraftslag indikerar att landbaserad vindkraft är det kraftslag som har bäst förutsättningar för nyinvesteringar på framtidens dagen-före-marknad. En viktig orsak till detta är förhållandevis låga investeringskostnader samtidigt som den beräknade intjäningsförmågan, det vill säga det erhållna elpriset, är tillräckligt god. Ett skäl till fortsatt god lönsamhet är att den framtida vindkraftsflottan på land antas domineras av lågvindsturbiner vilka har fördelen av att kunna producera relativt mycket även vid låga vindhastigheter. Eftersom produktionen däremot reduceras, eller stängs av, vid högre vindhastigheter medför detta en utjämnande effekt på produktionen från hela vindkraftsflottan. Den tillkommande vindkraften kan även lokaliseras på ett sådant sätt och över ett stort geografiskt område så att variabiliteten dämpas sett över hela vindkraftsflottan eftersom det inte blåser samtidigt överallt om man beaktar ett tillräcklig stort område. Naturligtvis finns andra hänsyn att ta vid en framtida utbyggnad och lokalisering av vindkraft på land. Men vi har i denna studie också flaggat för att de här observerade förändringarna i vattenkraftens framtida produktionsmönster, vilket också bidrar till en utjämnande effekt på vindkraftens produktion, kan vara något överskattade då vattenkraftens reglerförmåga är något förenklat beskriven i modellverktyget. För de övriga kraftslagen är den beräknade lönsamheten mer utmanande i ett 2035-perspektiv. På längre sikt än så förbättras dock förutsättningarna även för övriga kraftslag. Viktigt att betona är dock att det är en grannlaga uppgift att göra generella bedömningar av ett kraftslags lönsamhet då förutsättningarna kan skilja sig avsevärt mellan olika investeringsprojekt för ett givet kraftslag. Dessutom understryker vi de stora osäkerheterna som råder för kostnader i ett antal nyckeltekniker, där osäkerheten i kostnaden för ny kärnkraft sannolikt är det mest framträdande exemplet.

Vi har också i modellberäkningarna pekat på den betydande producent- och konsumentrisken av att utbyggnaden inte sker i samklang med den stigande efterfrågan. Subventioner och annan policyintervention kan till exempel påverka marknadsbalansen och medföra ”obalanser” i utbud och efterfrågan. Den resulterande elprisbilden kan därigenom avvika från en mer renodlad marknadsprisbild och, beroende på hur subventionen är utformad, därmed ge en indikation på en eventuell subventionsrisk. Om vi dock utgår från att marknadslogiken styr är en eventuell skevhet i balansen mellan utbud och efterfrågan föga trolig över längre tid, då det resulterande elpriset kommer att ge marknaden signaler om att anpassa efterfrågan eller utbud. Men under en kortare period, exempelvis under kommande år, kan en ”otakt” mellan utbyggnad och efterfrågeökning även i ett sådant fall medföra antingen väldigt höga eller väldigt låga elpriser.

Avslutningsvis är det värt att nämna några avgränsningar som vi har valt att göra inom ramen för denna studie och i vilken utsträckning dessa avgränsningar kan påverka slutsatserna. Ett exempel på avgränsning är att vi endast analyserar intäkter från elförsäljning på dagen-före-marknaden. Kraftproducenter kan också få intäkter från andra elmarknadssegment (exempel intradagmarknaden, terminer eller PPA:er), Svenska kraftnäts stödtjänstmarknader eller via andra systemstabiliserande ersättningar. Sådana intäkter skiljer sig sannolikt mellan de olika kraftslagen. Vi har heller inte analyserat effekterna av en möjlig kapacitetsmarknad som kan generera ytterligare intäkter till framför allt planerbara resurser.

Ytterligare en avgränsning är att analysen endast omfattar ett enda väderår, ett så kallat ”normalår”. En analys av flera olika väderår med olika tillrinning till vattenmagasinen, vindtillgång och vintertemperaturer kommer att ge ett bredare spektrum av beräknade elpriser än det som vi har redogjort för här. Att ta hänsyn till olika väderår i investeringsbesluten kommer sannolikt att få en ökad betydelse i takt med att elsystemet blir mer väderberoende. Men sett över långa perioder så tenderar sådana årliga variationer att jämnas ut, varför ett ”typiskt normalår” torde vara tillräckligt för att ge en tillräckligt god, om än inte fullständig, bild av förutsättningarna för ny kraftproduktion på framtidens elmarknad.

Och till sist, de modellansatser som vi använder oss av för att beräkna dels den långsiktiga utvecklingen inklusive lönsamma investeringar i olika delar av energisystemet (TIMES-NORDIC), dels den timvisa produktionen av el och fjärrvärme för ett givet år (EPOD) bygger på så kallad ”perfect foresight”. Det innebär att modellverktygen har fullständig information om framtida skeenden och därmed inte beaktar osäkerheter eller risker inom en och samma modellberäkning (en riskanalys kan man i någon mån bygga på en samlad analys av ett flertal olika modellberäkningar och med olika förutsättningar). Verklighetens aktörer har naturligtvis inte denna kunskap utan måste ta höjd för risker av olika slag. Detta bidrar till ökad komplexitet i verkliga lönsamhetsanalyser jämfört med de modellanalyser som ligger till grund för de ”lönsamhetsindikatorer” som vi har redogjort för här. Till viss del speglas sådana osäkerheter och risker i de alternativa kalkylräntor som undersökts i denna studie om än på ett förenklat sätt.

Bilaga 1: Modellbeskrivning

TIMES-NORDIC

TIMES-NORDIC är en energisystemmodell för analys av den långsiktiga utvecklingen från idag till 2050 för hela energisystemet i Sverige. Det innebär att förutom el- och fjärrvärmeförsörjningen så omfattar modellen även energianvändning inom industrin, bostäder, servicesektorn och transportsektorn. Förutom det svenska energisystemet så omfattar modellbeskrivningen även el- och fjärrvärmeförsörjningen i de tre övriga nordiska länderna Norge, Danmark och Finland samt i Tyskland, Polen och de tre baltiska länderna Estland, Lettland och Litauen. Modellverktyget minimerar de totala systemkostnaderna givet en omfattande mängd av olika randvillkor som kan vara av teknisk, politisk, ekonomisk, resursmässig eller miljömässig art. Modellen är dessutom dynamisk vilket innebär att investeringar som görs (endogent i beräkningarna) i ett specifikt modellår påverkas av skeendena under föregående och efterföljande modellår.

Utmärkande för TIMES-NORDIC, på samma sätt som för andra energisystemmodeller, är den omfattande och detaljerade beskrivningen av de olika tekniska komponenterna i ett energisystem. Det avser både tillförselsidan (exempelvis olika produktionsslag för el, fjärrvärme och förädlade bränslen) och efterfrågesidan (exempelvis olika uppvärmningsalternativ, effektiviseringsåtgärder eller olika industriella processer). Däremellan återfinns också en beskrivning av de olika distributionssystemen (elnät, fjärrvärmenät och gasinfrastruktur) som kopplar samman tillförsel och efterfrågan på energi. Dessutom ingår en beskrivning av både nationella och internationella bränslemarknader.

Investeringar i ny el- och fjärrvärmeproduktionskapacitet är ett viktigt beräkningsresultat som i stor utsträckning utnyttjas som indata i EPOD-modellen. Detsamma gäller investeringar i internationell elöverföring mellan länder och de beräknade priserna på förnybara bränslen (biobränslen).

Mer om TIMES-NORDIC-modellen finns att läsa om i bilagan till Energimyndighetens rapport ”Scenarier över Sveriges energisystem 2023”.[18]

EPOD

EPOD (European POwer Dispatch) är en el- och fjärrvärmesystemmodell som i detalj och timme för timme samt för ett år i taget (nutid eller ett framtida år) optimerar balansen mellan produktion och konsumtion av el i de olika elområdena inom Nordeuropa (Sverige, Norge, Danmark, Finland, Tyskland, Polen, Estland, Lettland och Litauen) och fjärrvärme för Sverige, se Figur 21. Att modellen optimerar balansen mellan produktion och konsumtion innebär att den beräknar den mest kostnadseffektiva produktionskombinationen för ett specifikt år för de fjärrvärmesystem och det elsystem som beskrivs i modellen, detta givet redan

[18] Energimyndigheten 2023, ”Scenarier över Sveriges energisystem 2023”, https://energimyndigheten.a-w2m.se/Home.mvc?ResourceId=213739

installerade kapaciteter för olika produktionsslag och en given efterfråga på olika energibärare (el, fjärrvärme och vätgas). En sådan modellering möjliggör bland annat analys av resulterande elpriser och deras variation över året, driftstid, produktionsmönster och intjäningsförmåga för olika produktionsenheter, kortsiktiga konsekvenser för systemet av förändringar på produktions- och användarsidan och kortsiktig påverkan av olika policybeslut.

Modellen omfattar en mycket detaljerad beskrivning av olika driftparametrar för termiska kraftverk, tillgänglighet för vindkraft och solel samt flexibilitetsåtgärder på användarsidan inklusive energilager. Dessutom ingår en modellbeskrivning av de ca 30 största fjärrvärmesystemen i Sverige, panna för panna (Figur 1). De resterande fjärrvärmesystemen som tillsammans utgör runt 30% av fjärrvärmeunderlaget beskrivs i form av aggregerade så kallade ”gruppsystem”. Modellen tar också hänsyn till begränsningar i transmissionsnätet mellan de modellerade elområdena. Nätbegränsningar inom varje elområde modelleras dock inte.

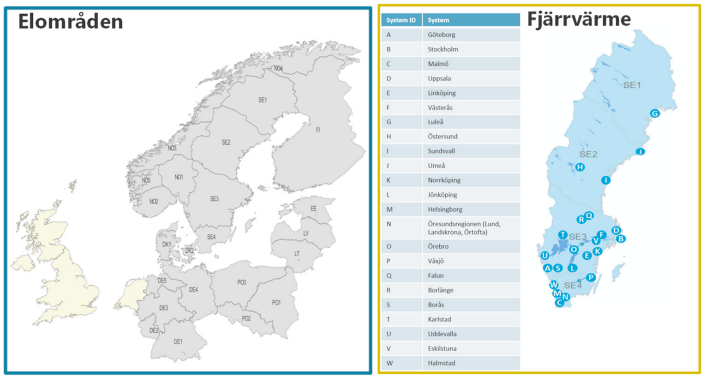
Som nämnts utnyttjas i stor utsträckning de beräknade investeringarna i ny produktionskapacitet i TIMES-NORDIC som indata till EPOD. Däremot väljer EPOD-modellen i viss mån *var* (i vilket elområde) denna kapacitet lokaliseras till följd av elprissignalen i respektive elområde. Ju högre elpris i ett elområde desto större incitament att förlägga ny kapacitet dit. Men elpriset är naturligtvis inte den enda faktorn som styr var investeringarna till slut hamnar. Även lokala och regionala förutsättningar påverkar varför vi även gör exogena antaganden kring den elområdesvisa lokaliseringen av ny kapacitet. Till skillnad från EPOD inkluderar nämligen inte TIMES-NORDIC de verkliga elområdena utan beskriver varje enskilt land som ett enda sammanhängande elområde.

Modellbeskrivningen i EPOD omfattar ett stort antal flexibilitetmöjligheter såsom efterfrågeflexibilitet (inklusive smart laddning av elfordon), batterier, vätgaslager men även regleringsbegränsningar av termiska kraftverk och vattenkraften. När det gäller kraftvärmeverken så kan dessa, där det antas vara möjligt, delvis frikoppla elproduktionen från fjärrvärmebehovet exempelvis genom att direktkondensera ånga (”backa” elproduktion), kondenssvans/återkylare eller värmelager (för att förskjuta produktion i tiden).

Modellbeskrivningen av det befintliga elsystemet bygger dels på en uppdaterad databas över Europas kraftverk ursprungligen framtagen på Chalmers[19], dels på nationell statistik. Beskrivningen av existerande fjärrvärmenät kommer från officiell statistik och fjärvärmenätsägarna själva. För de framtida elsystemet så hämtas systemkompositionen, med avseende på produktionsenheter, energilager, överföringskapacitet mellan nationer, bränsle- och utsläppsrättspriser och efterfrågan på olika energibärare från TIMES-NORDIC modellen.

[19] Kjärstad, Jan, and Filip Johnsson. "The European power plant infrastructure—Presentation of the Chalmers energy infrastructure database with applications." Energy Policy 35.7 (2007): 3643-3664.

Att beakta är att EPOD-modellen bygger på så kallad ”*perfect foresight*” (på samma sätt som TIMES-NORDIC), vilket betyder att modellen opererar under antagandet av fullständig kunskap om framtida händelser. Detta inkluderar, till exempel, det optimala sättet att driva vattenkraft och att fylla eller tömma vattenreservoarer under det modellerade året. Med avseende på fjärrvärmen så innebär den fullständiga kunskapen om framtiden att drift av lager kan planeras perfekt.



Figur 21: Elområden (till vänster) och detaljerat beskrivna fjärrvärmesystem i Sverige (till höger) i EPOD-modellen.

Bilaga 2: Viktiga beräkningsförutsättningar

I denna bilaga redogör vi för ett antal viktiga beräkningsförutsättningar för EPOD-beräkningarna. Till viss del är en del av dessa beräkningsförutsättningar i sin tur beräkningsresultat från TIMES-NORDIC-modellen.

Tabell 1: Fossilbränslepriser (fritt nationsgräns), skogsflispriser (fritt anläggning) och ETS-priser, EUR(2024)/MWh respektive EUR(2024)/t.

	2035	**2045**
Stenkol	12	12
Naturgas	33	30
Tung eldningsolja	50	49
Skogsflis	39	50
ETS, EUR/t	144	190

Tabell 2: Elanvändning, brutto (TWh), HÖGEL-scenariot.

HÖGEL	**2035**	**2045**
SE1	73	102
SE2	26	31
SE3	124	152
SE4	32	38
TOT	255	323

Tabell 3: Elanvändning, brutto (TWh), LÅGEL-scenariot.

LÅGEL	**2035**	**2045**
SE1	29	46
SE2	20	25
SE3	106	128
SE4	28	34
TOT	183	233

Tabell 4: Andel av elanvändningen per sektor som antas vara flexibel (inom ett dygn), i %. (Antas vara densamma för samtliga analyserade scenarier).

%	2035	2045
Transport	35	45
Elvärme	25	35
Övrigt/hushåll	6	9

Tabell 5: Vätgaslager (GWh) och batterilager (GWh), HÖGEL-scenariot.

Vätgaslager	2035	2045
SE1	0	270
SE2	0	26
SE3	0	95
SE4	0	15

Batterilager	2035	2045
SE1	1,8	3,6
SE2	1,1	2,3
SE3	5,8	11,7
SE4	1,6	3,2

Tabell 6: Vätgaslager (GWh) och batterilager (GWh), LÅGEL-scenariot.

Vätgaslager	2035	2045
SE1	0	119
SE2	0	12
SE3	0	43
SE4	0	7

Batterilager	2035	2045
SE1	0,9	3.8
SE2	1,0	3,6
SE3	5,1	18,6
SE4	1,4	5,1

Tabell 7: Installerad elproduktionskapacitet (GW) per elområde och år, HÖGEL-scenariot.

SE1	2035	2045
Vattenkraft	5,3	5,3
Kärnkraft	0	1
Kraftvärme + industriellt mottryck	0,25	0,25
Gasturbiner	1,4	1,3
Vindkraft (land+hav)	15,6	20,2
Solel	0,8	0,9

SE2	2035	2045
Vattenkraft	8,1	8,1
Kärnkraft	0	0
Kraftvärme + industriellt mottryck	0,52	0,5
Gasturbiner	0.9	0,8
Vindkraft (land+hav)	8,9	8,9
Solel	1,2	1,4

SE3	2035	2045
Vattenkraft	2,5	2,5
Kärnkraft	7,3	9,5
Kraftvärme + industriellt mottryck	2,8	2,6
Gasturbiner	4,7	4,2
Vindkraft (land+hav)	7,1	9,0
Solel	16,2	18,8

SE4	2035	2045
Vattenkraft	0,3	0,3
Kärnkraft	0	0
Kraftvärme +industriellt mottryck	0,8	0,7
Gasturbiner	1,2	1,1
Vindkraft (land+hav)	5,8	7,1
Solel	8,1	9,4

Tabell 8: Installerad elproduktionskapacitet (GW) per elområde och år, LÅGEL-scenariot.

SE1	2035	2045
Vattenkraft	5,3	5,3
Kärnkraft	0	0
Kraftvärme + industriellt mottryck	0,25	0,25
Gasturbiner	0,47	0,42
Vindkraft (land+hav)	8,9	11,3
Solel	0,4	0,8

SE2	2035	2045
Vattenkraft	8,1	8,1
Kärnkraft	0	0
Kraftvärme + industriellt mottryck	0,5	0,49
Gasturbiner	0,5	0,4
Vindkraft (land+hav)	8,9	8,9
Solel	0,6	1,1

SE3	2035	2045
Vattenkraft	2,5	2,5
Kärnkraft	6,9	6,9
Kraftvärme + industriellt mottryck	2,7	2,6
Gasturbiner	2,6	2,1
Vindkraft (land+hav)	10,5	12,8
Solel	7,7	15

SE4	2035	2045
Vattenkraft	0,3	0,3
Kärnkraft	0	0
Kraftvärme + industriellt mottryck	0,8	0,7
Gasturbiner	0,7	0,6
Vindkraft (land+hav)	3,5	3,5
Solel	3,8	7,5

Tabell 9: Överföringskapaciteter (GW) mellan svenska elområden och till/från utlandet, HÖGEL-scenariot och LÅGEL-scenariot år 2035.

Till Från	SE1	SE2	SE3	SE4	DK	NO	FI	DE	PO	LT
SE1	0	3,3	0	0	0	0,7	2,3	0	0	0
SE2	3,3	0	9,5	0	0	1,2	0	0	0	0
SE3	0	9,5	0	6,2	1	1,8	1,2	0	0	0
SE4	0	0	4,5	0	1,3	0	0	0,6	0,6	0,7

Tabell 10: Överföringskapaciteter (GW) mellan svenska elområden och till/från utlandet, HÖGEL-scenariot år 2045.

Till Från	SE1	SE2	SE3	SE4	DK	NO	FI	DE	PO	LT
SE1	0	4	0	0	0	1,1	2,3	0	0	0
SE2	4	0	10,4	0	0	1,5	0	0	0	0
SE3	0	10,4	0	6,2	1	2,1	2,1	0	0	0
SE4	0	0	6,2	0	1,3	0	0	1,9	1,9	1,3

Tabell 11: Överföringskapaciteter (GW) mellan svenska elområden och till/från utlandet, LÅGEL-scenariot år 2045.

Till Från	SE1	SE2	SE3	SE4	DK	NO	FI	DE	PO	LT
SE1	0	4	0	0	0	1,1	2,3	0	0	0
SE2	4	0	10,4	0	0	1,5	0	0	0	0
SE3	0	10,4	0	6,2	1	2,1	2,1	0	0	0
SE4	0	0	6,2	0	1,3	0	0	1,3	1,3	1,3

Profu

Modellanalys av framtida elpriser och intjäningsförmåga för olika kraftslag

Thomas Unger, Emil Nyholm och Johan Holm (Profu)
Februari, 2025

nepp

Tabell 1 Jämförande tabell

Tabellen sammanfattar och jämför systemen i Sverige, Finland, Danmark och en upphandlingsmodell för att säkra kontinuerlig strömförsörjning och ge skydd åt utsatta kunder. Se avsnitt 8.4 i betänkandet

	Sverige (anvisad elleverantör)	Finland (leveransskyldig sistahandsleverantör)	Danmark (generell leveransskyldighet)	Upphandlingsmodell (testpilot i Norge, tidigare tillämpad i Danmark)
Val?	Alla ska ingå elavtal, men om en elanvändare inte tecknar elavtal anvisar nätföretaget en elleverantör.	Alla ska ingå elavtal. Om avtal inte tecknats görs ingen överföring.	Alla ska ingå elavtal. Om avtal inte tecknats görs ingen överföring. Särskilda regler gäller för fastighetsägare.	Alla ska ingå elavtal, men om en elanvändare inte tecknar elavtal får elanvändaren ta del av ett anvisat elavtal hos den aktör som vunnit upphandling i det aktuella området.
Aktör att teckna avtal med	Om elavtal ej tecknas levererar den anvisade elleverantören.	Nätföretaget utser en leveransskyldig sistahands-leverantör som är skyldig att ingå avtal med elanvändare med huvudsäkringar på högst 3 x 63 ampere eller som köper högst 100 000 kilowattimmar per år.	Alla leverantörer är skyldiga att ingå avtal med en kund som efterfrågar det, så länge det avser leverans i det nätområde där elleverantören verkar.	Den aktör som vunnit upphandling för det område där leverans ska ske.
Hur utses?	Nätbolaget ska anvisa en elleverantör. Det finns inga regler i svensk lagstiftning som anger hur det ska ske.	Den med betydande marknadsinflytande eller störst marknadsandelar.	Ingen särskild leverantör utses för leverans till kunder som inte har möjlighet att teckna avtal hos annan elleverantör. Alla leverantörer är leveransskyldiga för samtliga produkter i de nätområden de verkar.	Genom upphandling, exempelvis utefter lägsta pris.

	Sverige (anvisad elleverantör)	Finland (leveransskyldig sistahandsleverantör)	Danmark (generell leveransskyldighet)	Upphandlingsmodell (testpilot i Norge, tidigare tillämpad i Danmark)
			För sistahandsleverantör vid förlust av balansansvar och konkurs, se nedan.	
Pris	Den anvisade elleverantören ska gentemot nätföretaget åta sig att leverera el på skäliga villkor.	Ska vara skäligt pris och villkoren ska vara offentliga. Det är tillåtet att ha avtal som inte är tillgängliga för kunder som inte kan teckna avtal hos andra elleverantörer eller som anvisas vid konkurs. I praktiken erbjuds standardutbudet till samtliga kunder.	Pris och övriga avtalsvillkor ska motsvara villkor för ett elavtal som marknadsförs av elleverantören.	Enligt anbud i upphandling.
Säkerhet	Ja, det kan begäras.	Ja, det kan begäras.	Ja, det kan begäras.	Enligt villkor i upphandlingen.
Uppsägning och bortkoppling	Uppsägning kan ske. Om uppsägning sker och ett nytt avtal inte tecknas sker anvisning. Se dock bestämmelser i 11 kap. ellagen som anger förutsättningar för bortkoppling i förhållande till konsumenter.	Avtal får inte sägas upp gentemot konsument. Det finns bestämmelser om bortkoppling som ger ytterligare tid till hushåll som hamnar i ekonomiskt trångmål på grund av allvarlig sjukdom eller arbetslöshet. I övrigt skyddas en elanvändare av det sociala skyddsnätet.	Om elanvändaren inte ställer säkerhet eller inte betalar kan elleverantören säga upp kontraktet och eventuellt begära att nätföretaget avbryter överföringen av el i linje med de villkor som gäller för bortkoppling.	Enligt villkor i upphandlingen och av regler avseende bortkoppling.

	Sverige (anvisad elleverantör)	Finland (leveransskyldig sistahandsleverantör)	Danmark (generell leveransskyldighet)	Upphandlingsmodell (testpilot i Norge, tidigare tillämpad i Danmark)
Sistahandsleverantör vid förlust av balansansvar eller konkurs	Vid förlust av balansansvar eller konkurs sker anvisning av nätföretaget. Dock närmast oprövat eftersom förlust av balansansvar eller konkurs hittills är ovanligt.	Nätföretaget levererar i tre veckor medan elanvändaren uppmanas att välja en ny elleverantör. Om elanvändaren inte valt inom tre veckor kan Energimyndigheten bestämma att den leveransskyldige sistahandsleverantören övertar leveransen. Om det är den leveransskyldige sistahandsleverantören som inte längre kan leverera utser Energimyndigheten en ny elleverantör.	Ja. Elleverantörer kan erbjuda sig att överta kunder vid konkurs. Vid konkurs kontaktar Forsyningstillsynet dessa leverantörer inför fördelning av kunder med hjälp av elhubben. Leverans sker till kunderna med spotpris plus ett pristillägg som bestäms en gång per år av Forsyningstillsynet.	Bestämmelser om hur sistahandsleverantör vid konkurs eller vid förlust av balansansvar utses kan anges i upphandlingen. Exempelvis kan en eller flera av de leveransskyldiga leverantörerna som utsetts ta över för den aktör som gått i konkurs. Det kan föreskrivas att den eller de aktörer som tar över leveransen kan leverera på samma villkor som den tidigare leveransskyldiga eller på de villkor som den levererar på i det upphandlingsområde där denne är leveransskyldig sedan tidigare. För att undvika konkurs bland leveransskyldiga sistahandsleverantörer kan ett högt krav på likviditet ställas i upphandlingen.
Oseriösa aktörer	Finns viss problematik, exempelvis med brist på transparens i fakturor.	Inga större problem med oseriösa aktörer har rapporterats. Till följd av höga priser pågår dock arbete med riktlinjer för vad som ska anses vara ett skäligt pris.	Förekommer vissa problem med aktörer som genomför byte av elleverantör utan att kund tydligt har bekräftat detta eller fått tillräcklig betänketid. Arbete pågår för att stävja detta.	Risk för onormalt låga priser och att oseriösa aktörer lämnar anbud i upphandlingen. Vid införande av en sådan modell behöver det övervägas om och hur sådant kan stävjas.

Källa: Elmarknadsutredningen.

Statens offentliga utredningar 2025

Kronologisk förteckning

1. Skärpta krav för svenskt medborgarskap. Ju.
2. Några frågor om grundläggande fri- och rättigheter. Ju.
3. Skatteincitament för forskning och utveckling. En översyn av FoU-avdraget och expertskattereglerna. Fi.
4. Moderna och enklare skatteregler för arbetslivet. Fi.
5. Avgift för områdessamverkan – och andra åtgärder för trygghet i byggd miljö. LI.
6. Plikten kallar! En modern personalförsörjning av det civila försvaret. Fö.
7. Ny kärnkraft i Sverige – effektivare tillståndsprövning och ändamålsenliga avgifter. KN.
8. Bättre förutsättningar för trygghet och studiero i skolan. U.
9. På språklig grund. U.
10. En förändrad abortlag – för en god, säker och tillgänglig abortvård. S.
11. Straffbarhetsåldern. Ju.
12. AI-kommissionens Färdplan för Sverige. Fi.
13. En effektivare organisering av mindre myndigheter – analys och förslag. Fi.
14. En skärpt miljöstraffrätt och ett effektivt sanktionssystem. KN.
15. Stärkta drivkrafter och möjligheter för biståndsmottagare. Volym 1 och 2. S.
16. Ett nytt regelverk för uppsikt och förvar. Ju.
17. Anpassning av svensk rätt till EU:s avskogningsförordning. LI.
18. Ett likvärdigt betygssystem. Volym 1 och 2. U.
19. Kunskap för alla – nya läroplaner med fokus på undervisning och lärande. U.
20. Kommunal anslutning till Utbetalningsmyndighetens verksamhet. Fi.
21. Miljömålsberedningens förslag om en strategi för hur Sverige ska leva upp till EU:s åtaganden inom biologisk mångfald respektive nettoupptag av växthusgaser från markanvändningssektorn (LULUCF). KN.
22. Förbättrad konkurrens i offentlig och privat verksamhet. KN.
23. Ersättningsregler med brottsoffret i fokus. Ju.
24. Publiken i fokus – reformer för ett starkare filmland. Ku.
25. Arbetslivskriminalitet – upplägg, verktyg och åtgärder, fortsatt arbete. A.
26. Tid för undervisningsuppdraget – åtgärder för god undervisning och läraryrkenas attraktivitet. U.
27. En socionomutbildning i tiden. U.
28. Frihet från våld, förtryck och utnyttjande. En jämställdhetspolitisk strategi mot våld och en stärkt styrning av centrala myndigheter. A.
29. Ökad kvalitet hos Samhall och fler vägar till skyddat arbete. A.
30. Enklare mervärdesskatteregler vid försäljning av begagnade varor och donation av livsmedel. Fi.
31. Utmönstring av permanent uppehållstillstånd och vissa anpassningar till miniminivån enligt EU:s migrations- och asylpakt. Ju.
32. Vissa förändringar av jaktlagstiftningen. LI.
33. Skärpta och tydligare krav på vandel för uppehållstillstånd. Ju.
34. Ett modernare konsumentskydd vid distansavtal. Ju.
35. Etableringsboendelagen – ett nytt system för bosättning för vissa nyanlända. A.

36. Skydd för biologisk mångfald i havsområden utanför nationell jurisdiktion. UD.
37. Skärpta villkor för friskolesektorn. U.
38. Att omhänderta barn och unga. S.
39. Digital teknik på lika villkor. En reglering för socialtjänsten och verksamhet enligt LSS. S.
40. Säkrare tivoli. Ju.
41. Pensionsnivåer och pensionsavgiften – analyser på hundra års sikt. S.
42. Säkerhetsskyddslagen – ytterligare kompletteringar. Ju.
43. Säkerställ tillgången till läkemedel – förordnande och utlämnande i bristsituationer. S.
44. Förbättrat stöd i skolan. U.
45. Ökat informationsutbyte mellan myndigheter – några anslutande frågor. Ju.
46. Tryggare idrottsarrangemang. Ju.
47. Spänning i tillvaron – hur säkrar vi vår framtida elförsörjning? KN.

Statens offentliga utredningar 2025

Systematisk förteckning

Arbetsmarknadsdepartementet

Arbetslivskriminalitet – upplägg, verktyg och åtgärder, fortsatt arbete. [25]

Frihet från våld, förtryck och utnyttjande. En jämställdhetspolitisk strategi mot våld och en stärkt styrning av centrala myndigheter. [28]

Ökad kvalitet hos Samhall och fler vägar till skyddat arbete. [29]

Etableringsboendelagen – ett nytt system för bosättning för vissa nyanlända. [35]

Finansdepartementet

Skatteincitament för forskning och utveckling. En översyn av FoU-avdraget och expertskattereglerna. [3]

Moderna och enklare skatteregler för arbetslivet. [4]

AI-kommissionens Färdplan för Sverige. [12]

En effektivare organisering av mindre myndigheter – analys och förslag. [13]

Kommunal anslutning till Utbetalningsmyndighetens verksamhet. [20]

Enklare mervärdesskatteregler vid försäljning av begagnade varor och donation av livsmedel. [30]

Försvarsdepartementet

Plikten kallar! En modern personalförsörjning av det civila försvaret. [6]

Justitiedepartementet

Skärpta krav för svenskt medborgarskap. [1]

Några frågor om grundläggande fri- och rättigheter. [2]

Straffbarhetsåldern. [11]

Ett nytt regelverk för uppsikt och förvar. [16]

Ersättningsregler med brottsoffret i fokus. [23]

Utmönstring av permanent uppehållstillstånd och vissa anpassningar till miniminivån enligt EU:s migrations- och asylpakt. [31]

Skärpta och tydligare krav på vandel för uppehållstillstånd. [33]

Ett modernare konsumentskydd vid distansavtal. [34]

Säkrare tivoli. [40]

Säkerhetsskyddslagen – ytterligare kompletteringar. [42]

Ökat informationsutbyte mellan myndigheter – några anslutande frågor. [45]

Tryggare idrottsarrangemang. [46]

Klimat- och näringslivsdepartementet

Ny kärnkraft i Sverige – effektivare tillståndsprövning och ändamålsenliga avgifter. [7]

En skärpt miljöstraffrätt och ett effektivt sanktionssystem. [14]

Miljömålsberedningens förslag om en strategi för hur Sverige ska leva upp till EU:s åtaganden inom biologisk mångfald respektive nettoupptag av växthusgaser från markanvändningssektorn (LULUCF). [21]

Förbättrad konkurrens i offentlig och privat verksamhet [22]

Spänning i tillvaron – hur säkrar vi vår framtida elförsörjning? [47]

Kulturdepartementet

Publiken i fokus – reformer för ett starkare filmland. [24]

Landsbygds- och infrastrukturdepartementet

Avgift för områdessamverkan – och andra åtgärder för trygghet i byggd miljö. [5]

Anpassning av svensk rätt till EU:s avskogningsförordning. [17]

Vissa förändringar av jaktlagstiftningen. [32]

Socialdepartementet

En förändrad abortlag – för en god, säker och tillgänglig abortvård. [10]

Stärkta drivkrafter och möjligheter för biståndsmottagare Volym 1 och 2. [15]

Att omhänderta barn och unga. [38]

Digital teknik på lika villkor. En reglering för socialtjänsten och verksamhet enligt LSS. [39]

Pensionsnivåer och pensionsavgiften – analyser på hundra års sikt. [41

Säkerställ tillgången till läkemedel – förordnande och utlämnande i bristsituationer. [43]

Utbildningsdepartementet

Bättre förutsättningar för trygghet och studiero i skolan. [8]

På språklig grund. [9]

Ett likvärdigt betygssystem Volym 1 och 2. [18]

Kunskap för alla – nya läroplaner med fokus på undervisning och lärande. [19]

Tid för undervisningsuppdraget – åtgärder för god undervisning och läraryrkenas attraktivitet. [26]

En socionomutbildning i tiden [27]

Skärpta villkor för friskolesektorn. [37]

Förbättrat stöd i skolan [44]

Utrikesdepartementet

Skydd för biologisk mångfald i havsområden utanför nationell jurisdiktion. [36]