

Åtgärder för ökad efterfrågefleksibilitet i det svenska elsystemet

Energimarknadsinspektionen (Ei) är en myndighet med uppdrag att arbeta för väl fungerande energimarknader.

Det övergripande syftet med vårt arbete är att Sverige ska ha väl fungerande distribution och handel av el, fjärrvärme och naturgas. Vi ska också ta tillvara kundernas intressen och stärka deras ställning på marknaderna.

Konkret innebär det att vi har tillsyn över att företagen följer regelverken. Vi har också ansvar för att utveckla spelreglerna och informera kunderna om vad som gäller. Vi reglerar villkoren för de monopolföretag som driver elnät och naturgasnät och har tillsyn över företagen på de konkurrensutsatta energimarknaderna.

Energimarknaderna behöver spelregler – vi ser till att de följs

Energimarknadsinspektionen

Box 155, 631 03 Eskilstuna

Energimarknadsinspektionen R2016:15

Författare: Karin Alvehag, Linda Werther Öhling, Kristina Östman, Elin Broström, Elon Strömbäck, Björn Klasman, Marielle Lahti och Göran Morén

Copyright: Energimarknadsinspektionen

Rapporten är tillgänglig på www.ei.se

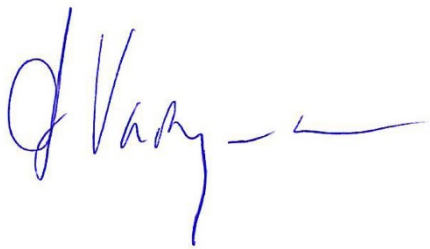
Förord

Ett flexibelt elsystem är en förutsättning för att uppnå balans mellan produktion och förbrukning. På en framtida elmarknad med en hög andel förnybar och variabel elproduktion kommer det att bli viktigt att ta tillvara samtliga flexibilitetsresurser i elsystemet, det vill säga flexibel produktion, lagring och efterfrågefleksibilitet.

Att skapa förutsättningar för en mer flexibel efterfrågan står högt på den europeiska agendan. I juni 2015 fick Energimarknadsinspektionen (Ei) regeringens uppdrag att närmare studera efterfrågefleksibiliteten i det svenska elsystemet. Syftet med uppdraget är att föreslå åtgärder för att underlätta och påskynda utvecklingen mot en större effektivitet på elmarknaden genom en ökad efterfrågefleksibilitet.

I den här rapporten presenteras åtgärder som, genom att leda till ökad effektivitet på elmarknaden, kommer att bidra till stor samhällsekonomisk nytta.

Eskilstuna, december 2016



Anne Vadasz Nilsson
Generaldirektör



Karin Alvehag
Projektledare

Innehåll

Författningsförslag ellagen (1997:857).....	6
Sammanfattning.....	10
1 Inledning.....	16
1.1 Bakgrund.....	16
1.2 Uppdraget.....	17
1.3 Definition av efterfrågefleksibilitet.....	17
1.4 Avgränsning	18
1.5 Dialog med elmarknadens aktörer	18
1.6 Från handlingsplan till åtgärds paket för ökad efterfrågefleksibilitet.....	19
1.7 Rapportstruktur	23
2 Förutsättningar för efterfrågefleksibilitet.....	24
2.1 Aktörer som har betydelse för efterfrågefleksibilitet	24
2.2 Olika typer av efterfrågefleksibilitet	27
2.3 Nuvarande teknisk potential för efterfrågefleksibilitet	28
2.4 Scenarier för 2030	29
2.5 Behovet av efterfrågefleksibilitet 2030	31
2.6 Drivkrafter för efterfrågefleksibilitet.....	38
2.7 Faktorer som påverkar förutsättningar för efterfrågefleksibilitetstjänster	40
3 Åtgärder inom kundområdet.....	41
3.1 Kunden behöver information för att kunna fatta beslut om efterfrågefleksibilitet.....	41
3.2 Regelverk som gäller mätning och kundinformation	43
3.3 Barriärer som hindrar kunder från att vara flexibla.....	46
3.4 Föreslagna åtgärder inom kundområdet.....	52
4 Åtgärder inom elmarknadsområdet	66
4.1 Efterfrågefleksibilitet på dagen före-marknaden	66
4.2 Efterfrågefleksibilitet på intradagsmarknaden	75
4.3 Efterfrågefleksibilitet på balansmarknaden	76
4.4 Aggregators roll inom efterfrågefleksibilitet	82
4.5 Föreslagna åtgärder inom elmarknadsområdet.....	86
5 Åtgärder inom elnätsområdet.....	91
5.1 Reglering av elnätsföretag och incitament för efterfrågefleksibilitet.....	91
5.2 Elnätsföretags drivkrafter för efterfrågefleksibilitet	92
5.3 Tariffutformning	93
5.4 Direkt laststyrning	101
5.5 Föreslagna åtgärder inom elnätsområdet	105
6 Åtgärder inom området skatter och stödsystem	113
6.1 Skatter och stödsystem för att uppnå olika politiska mål	113
6.2 Skatter och stödsystem kopplat till energisektorn	114
6.3 Områden där beslutsfattare kan påverka utvecklingen av efterfrågefleksibilitet.....	116

6.4	Föreslagna åtgärder inom området skatter och stödsystem	127
7	Kostnad och nytta av efterfrågefleksibilitet.....	131
7.1	Föreslaget åtgärds paket för ökad efterfrågefleksibilitet.....	131
7.2	Nyttan uppskattas för scenarier 2030.....	132
7.3	Nyttan med efterfrågefleksibilitet ur ett systemperspektiv	133
7.4	Nyttan med efterfrågefleksibilitet ur ett kundperspektiv	142
7.5	Kostnader för vissa åtgärder för ökad efterfrågefleksibilitet.....	153
7.6	Samman tagen bedömning av nyttor och kostnader av ökad efterfrågefleksibilitet.....	159
7.7	Slutsats.....	161
8	Författnings kommentarer	163
8.1	Förslag till lag om ändring i ellagen (1997:857)	163
9	Konsekvensanalys per aktör	167
10	Referenser.....	174
	Bilaga 1 Seminarier	180
	Bilaga 2 Elnäts företag – fördjupning och bortvalda åtgärder	181
	Bilaga 3 Potential och drivkrafter för efterfrågefleksibilitet	201
	Bilaga 4 Elmarknadsmodell för scenarioanalys	221

Författningsförslag ellagen (1997:857)

Lagförslag för åtgärderna "Timmätning och tillgång till timvärden för samtliga kunder" och "Dygnsvis timavräkning för samtliga kunder"

3 kap 10 §

Den som har nätkoncession är skyldig att utföra mätning av mängden överförd el och dess fördelning över tiden. <i>Om en elanvändare har ett säkringsabonnemang om högst 63 ampere skall nätkoncessionshavaren i stället dels preliminärt beräkna mängden överförd el och dess fördelning över tiden (preliminär schablonberäkning), dels slutligt mäta mängden överförd el och beräkna dess fördelning över tiden (slutlig schablonberäkning). Detta gäller inte en elanvändare som begärt att mängden överförd el och dess fördelning över tiden skall mätas.</i> Det åligger nätkoncessionshavaren att rapportera resultaten av de mätningar och beräkningar som nämns i första och andra styckena. Närmare föreskrifter om angivna skyldigheter meddelas av regeringen eller den myndighet som regeringen bestämmer.	Den som har nätkoncession är skyldig att utföra mätning av mängden överförd el och dess fördelning över tiden. Det åligger nätkoncessionshavaren att rapportera resultaten av de mätningar och beräkningar som nämns i första stycket. Närmare föreskrifter om angivna skyldigheter meddelas av regeringen eller den myndighet som regeringen bestämmer.
---	---

3 kap 11 §

En elanvändare som begär att elförbrukningen ska mätas på annat sätt än enligt de föreskrifter som meddelats med stöd av 10 § ska av nätkoncessionshavaren debiteras merkostnaden för denna mätning och för rapporteringen av resultaten av dessa mätningar. Om mätningen av elanvändarens förbrukning därvid kräver en annan mätutrustning än vid mätning enligt de nämnda	En elanvändare som begär att elförbrukningen ska mätas på annat sätt än enligt de föreskrifter som meddelats med stöd av 10 § ska av nätkoncessionshavaren debiteras merkostnaden för denna mätning och för rapporteringen av resultaten av dessa mätningar. Om mätningen av elanvändarens förbrukning därvid kräver en annan mätutrustning än vid mätning enligt de nämnda
--	--

föreskrifterna ska elanvändaren debiteras kostnaden för mätaren med tillhörande insamlingsutrustning och för dess installation i uttagspunkten. Andra kostnader för mätning än de som nu nämnts får inte debiteras enskilda elanvändare. <i>Trots det som sägs i första stycket får en elanvändare, som ingått ett avtal om leverans av el som förutsätter att mängden överförd el ska mätas per timme, inte debiteras merkostnader för detta.</i> Tvister i frågor som avses i första eller andra stycket prövas av nätmyndigheten. En tvist prövas dock inte om det visas att ansökan om prövning kommit in till nätmyndigheten senare än två år efter det att nätkoncessionshavaren sänt ett skriftligt ställningstagande till berörd part under dennes senaste kända adress.	föreskrifterna ska elanvändaren debiteras kostnaden för mätaren med tillhörande insamlingsutrustning och för dess installation i uttagspunkten. Andra kostnader för mätning än de som nu nämnts får inte debiteras enskilda elanvändare. Tvister i frågor som avses i första eller andra stycket prövas av nätmyndigheten. En tvist prövas dock inte om det visas att ansökan om prövning kommit in till nätmyndigheten senare än två år efter det att nätkoncessionshavaren sänt ett skriftligt ställningstagande till berörd part under dennes senaste kända adress.
--	---

Lagförslag för åtgärden "Elpriskollen bör även ha information om tillgängliga nättariffer"

3 kap 24 §

	<i>En nätkoncessionshavare ska till nätmyndigheten lämna uppgift om sina nättariffer för överföring av el.</i> <i>Regeringen eller, efter regeringens bemyndigande, nätmyndigheten får meddela närmare föreskrifter om nätkoncessionshavares skyldigheter enligt första stycket.</i>
--	--

Lagförslag för åtgärden "Tillåt stegvis införande av nya tariffer samt pilotprojekt avseende tariffer"

4 kap 1 §

Nättariffer ska vara objektiva och icke-diskriminerande. De ska utformas på ett sätt som är förenligt med ett effektivt utnyttjande av elnätet och en effektiv elproduktion och elanvändning. Regeringen eller, efter regeringens bemyndigande, nätmyndigheten får meddela föreskrifter om hur nättarifferna ska utformas för att	Nättariffer ska vara objektiva och icke-diskriminerande. De ska utformas på ett sätt som är förenligt med ett effektivt utnyttjande av elnätet och en effektiv elproduktion och elanvändning. <i>En nätkoncessionshavare får utan hinder av vad som anges i första stycket, införa tariffer under en avgränsad tidsperiod för en begränsad krets av elanvändare för att</i>
---	---

främja ett effektivt utnyttjande av elnätet eller en effektiv elproduktion och elanvändning. I 5 kap. finns bestämmelser om fastställande av intäktsram.	<i>utveckla nya tariffer som syftar till ett effektivt utnyttjande av elnätet och en effektiv elproduktion och elanvändning.</i> Regeringen eller, efter regeringens bemyndigande, nätmyndigheten får meddela föreskrifter om hur nättarifferna ska utformas för att främja ett effektivt utnyttjande av elnätet <i>och</i> en effektiv elproduktion och elanvändning. I 5 kap. finns bestämmelser om fastställande av intäktsram.
--	---

Lagförslag för åtgärden "Information om tariffer och andra möjligheter till kostnadsbesparingar för kund"

4 kap 11 §

Den som har nätkoncession <i>skall</i> på begäran utan dröjsmål lämna skriftlig uppgift om sin nättariff. Vid begäran om ny anslutning <i>skall</i> uppgift enligt första stycket lämnas inom skälig tid. <i>Den som har nätkoncession skall offentliggöra sin nättariff till den del den avser avgifter och övriga villkor för överföring av el.</i> <i>Regeringen eller, efter regeringens bemyndigande, nätmyndigheten får meddela närmare föreskrifter om offentliggörande av nättariff enligt tredje stycket.</i>	Den som har nätkoncession <i>ska</i> på begäran utan dröjsmål lämna skriftlig uppgift om sin nättariff. Vid begäran om ny anslutning <i>ska</i> uppgift enligt första stycket lämnas inom skälig tid.
--	---

4 kap 12 a

Information om tariffer och möjligheter till kostnadsbesparingar för kund

	<i>Den som har nätkoncession ska offentliggöra sin nättariff till den del den avser avgifter och övriga villkor för överföring av el.</i> <i>Den som har nätkoncession ska informera elanvändarna om hur nättarifferna är utformade.</i> <i>Den som har nätkoncession ska informera om vilka möjligheter elanvändarna har att påverka sina</i>
--	---

	<i>kostnader genom att byta tariff eller genom att ändra sitt förbrukningsmönster.</i> <i>Regeringen eller, efter regeringens bemyndigande, nätmyndigheten får meddela närmare föreskrifter om skyldigheterna enligt första – tredje stycket.</i>
--	---

Sammanfattning

På en framtida elmarknad med en högre andel variabel elproduktion i form av vind- och solkraft kommer det att bli viktigt att ta tillvara samtliga flexibilitetsresurser i elsystemet, det vill säga *flexibel produktion, lagring och efterfrågefleksibilitet*. Efterfrågefleksibilitet handlar om att elkunderna förändrar sin elanvändning utifrån olika signaler. Det kan till exempel handla om att kunderna minskar sin elanvändning när elnätet är hårt belastat, eller att kunderna ökar sin elanvändning när elpriset är lågt, exempelvis till följd av god tillgång till förnybar elproduktion.

Med en högre andel variabel elproduktion ökar utmaningarna för elsystemet. Utmaningarna handlar om frekvenshållning, effektbristsituationer, ineffektiv resursanvändning och lokala nätproblem. Efterfrågefleksibilitet kan vara en del i lösningen på dessa utmaningar och därför kommer det att bli allt viktigare att ta tillvara kundernas möjlighet att vara flexibla i sin elanvändning.

Den viktigaste förutsättningen för ökad efterfrågefleksibilitet är att värdet på efterfrågefleksibiliteten når fram till kunden så kunden kan tjäna på att använda sin flexibilitet. Dessutom behöver marknadsaktörerna såsom aggregatorer, energitjänsteföretag, elnätsföretag och elhandlare utveckla erbjudanden där kundernas flexibilitet kan tas tillvara.

Potentialen för efterfrågefleksibilitet i Sverige är störst bland hushållskunder och industriföretag, se tabellen nedan. Bland hushållskunder är det framförallt de som bor i småhus med eluppvärmning som kan bidra, vilket gör potentialen högst säsonsberoende. Styrning av uppvärmningen under ett fåtal timmar medför inte någon märkbar komfortminskning för hushållen eftersom det finns en värmetröghet i huset.

Nuvarande potential (MW) för efterfrågefleksibilitet i olika kundsegment i Sverige

Hushåll	Fastigheter	Service- verksamhet	ElIntensiv Industri	Övrig Industri
5 500 – vinter 3 000 – vår 1 500 – sommar 4 500 – höst 2 000 – medel (uppvärmning)	200 (ventilation)	300 (reservaggregat)	1 700 (effektreduktion eller övergång till egen elproduktion inom framförallt skogsindustrin)	300 (effektreduktion inom lätt industri såsom livsmedels- och verkstads- industri och sågverk)
300 (hushållsel)				

Källa: Referenserna för de olika potentialuppskattningarna redovisas i bilaga 3.

Många industriföretag är mycket priskänsliga. När elpriset orsakar för höga rörliga kostnader i produktionen drar priskänsliga industriföretag ner på sin elanvändning från elnätet. Detta sker ofta genom att de stänger av elkrävande

produktionsprocesser under en viss tid eller att de startar upp egen elproduktion. Flera aktörer inom den elintensiva industrin är idag aktiva och budar in sin flexibilitet på elmarknaden. Däremot är hushållskundernas flexibilitet en nästintill helt outnyttjad resurs.

Ei har identifierat ett antal hinder för att efterfrågefexibilitet i de olika kundsegmenten ska komma till stånd:

1. Kundernas intresse av efterfrågefexibilitet är lågt
2. Kunderna känner inte till möjlig flexibilitetspotential och det finns heller ingen teknik installerad hos kunderna, framförallt hushållen, som gör det enkelt för dem att erbjuda sin flexibilitet
3. Idag finns ett begränsat utbud av smarta tjänster och avtal för kunder som vill vara flexibla. Det finns heller inget verktyg för att jämföra och utvärdera eventuella avtal och tjänster från olika aktörer om att använda sin efterfrågefexibilitet
4. Det finns marknadsbarriärer och andra hinder för kunderna att sälja sin flexibilitet till marknader och/eller till nätägare

Ei har tagit fram en handlingsplan som syftar till att undanröja dessa hinder. Med utgångspunkt i handlingsplanen och hindren har Ei identifierat ett antal åtgärder för att uppnå en ökad efterfrågefexibilitet som i förlängningen ska leda till större effektivitet på elmarknaden, se tabellen nedan. Åtgärderna består av förslag till nya eller ändrade regelverk, kunskapshöjande insatser, uppdrag till myndigheter och samarbeten mellan myndigheter och andra aktörer för att skapa långsiktiga förutsättningar och spelregler för efterfrågefexibilitet på elmarknaden i Sverige. Åtgärderna fokuserar framförallt på hushållskunder då de har en stor potential för efterfrågefexibilitet som inte tas tillvara idag.

Föreslagna åtgärder för att uppnå handlingsplanen för ökad efterfrågefexibilitet

Handlingsplan	Åtgärder	Tidplan
Öka kundernas medvetenhet om efterfrågefexibilitet	Kundanpassad information om efterfrågefexibilitet (informationskampanj och webbportal)	Informationskampanj 2020–2022 när subventionen för styrutrustning startar samt 2025 när den sista åtgärden är på plats Webbportal på plats senast 2025
Kartlägg potentialen för efterfrågefexibilitet och Identifiera hjälpmedel för att praktiskt kunna förverkliga potentialen	Timmätning och tillgång till timvärden för samtliga kunder Skapa förutsättningar i tjänstehubben för frivillig inrapportering av flexibilitetspotential Regeringen bör ge Boverket i uppdrag att inkludera efterfrågefexibilitetspotential i energideklarationen Regeringen bör ge Energimyndigheten i uppdrag att: - informera om efterfrågefexibilitet inför energikartläggningen i stora företag - informera om efterfrågefexibilitet vid stöd till energikartläggning i små och medelstora företag Regeringen bör ge Energimyndigheten i uppdrag att ta fram ett investeringsstöd för styrutrustning av värmelaster	När funktionskraven finns på plats (senast 2025) När tjänstehubben finns på plats (senast 2020) Utreds vidare 2017–2018 Utreds vidare 2017–2018 Utreds vidare 2017–2018 Utreds vidare 2017–2018

Handlingsplan	Åtgärder	Tidplan
Främja efterfrågefleksibilitet genom att kunderna ges information om valmöjligheter	Krav på elnätsföretag att informera sina kunder om tariffer och andra möjligheter till kostnadsbesparingar	Träder i kraft 2017–2018
	Krav på löpande information från elhandlare till kund angående efterfrågefleksibilitet	När Ei får föreskriftsrätt enligt föreslagen ändring ¹ i 8 kap. 17 § ellagen
	Ei utvecklar Elpriskollen i syfte att främja efterfrågefleksibilitet genom att:	
	- redovisa timprisavtal på Elpriskollen	2017–2018
	- inkludera även nättariffer på Elpriskollen	2019–2020 (efter föreskrifter för tariffutformning)
Främja efterfrågefleksibilitet genom att skapa incitament för kunden att erbjuda sin flexibilitet till aktörer	- skapa ett simuleringsverktyg på Elpriskollen för att uppskatta kundens besparingspotential av att välja olika erbjudanden	2021–2022 (efter att tjänstehubben är på plats)
	- vidta åtgärder för att enklare kunna dela data från Elpriskollen med andra aktörer som vill utveckla smarta tjänster till kund	2021–2022 (efter att utvecklingen av Elpriskollen har genomförts)
	Ei utvärderar incitamenten i elnätsregleringen som syftar till effektivt utnyttjande av elnätet	Utreds vidare 2017–2018
	Krav på dygnsvis timavräkning för samtliga kunder	När funktionskraven finns på plats (senast 2025)
	Ei utreder om ersättning för nätnytta även kan ges till andra aktörer än producenter såsom förbrukningsanläggningar	2017–2018
	Bemyndigande till Ei att utforma föreskrifter om nättariffernas utformning	2017
	Tillåta stegvis införande av nya tariffer och tillåta pilotprojekt avseende tariffer	2017
	Regeringen bör ge Svenska kraftnät i uppdrag att:	
	- utreda hur förbrukningsbud kan främjas på reglerkraftmarknaden	Utreds vidare 2017–2018
	- utreda hur förutsättningar för automatiska reserver från förbrukningssidan kan främjas	Utreds vidare 2017–2018
	Ei verkar för att produkter som främjar efterfrågefleksibilitet (möjliggör flytt av last) kan erbjudas av elbörserna	2017–2018
	Ei analyserar och utvecklar aggregatrollen i linje med kommande europeisk lagstiftning och anpassad till den nordiska elmarknaden	2017
	Översyn av energiskatten av el för att möta framtidens energiotmaningar	

Ei har uppskattat samhällets kostnader och nyttor av ökad efterfrågefleksibilitet. Även kundens privatekonomiska incitament har analyserats. Vi har valt att estimerat kostnaderna för de åtgärder som vi bedömer som särskilt kostsamma men avgörande för att få igång efterfrågefleksibiliteten. Även de åtgärder som innebär lagändring har kostnadsuppskattats. Kostnaderna för dessa åtgärder uppskattas till 769 miljoner kronor årligen samt till en engångskostnad på 21 miljoner kronor, se tabellen nedan. Om den årliga kostnaden slås ut per kund blir det cirka 145 kronor.

¹ Prop. 2016/2017:13

Den största kostnaden avser timmätning och dygnsvis timavräkning för samtliga kunder samt investeringsstöd för styrutrustning. Kostnaden för investeringsstödet bör begränsas till ett antal år och upphör då marknaden för styrutrustning har mognat. Kostnaden för timmätning och timavräkning kan förväntas minska i och med att systemen anpassas för övergången till dygnsvis timavräkning för samtliga kunder.

Totala kostnader för åtgärder i åtgärdspaketet

Åtgärd	Kostnad av engångskaraktär i miljoner kronor	Årlig kostnad i miljoner kronor	Källa
Investeringsstöd för styrutrustning av värmelaster		200,5	Enova
Kundanpassad information om efterfrågeflexibilitet	20		Konsumentverket, Energimyndigheten och Statistiska centralbyrån Norge
Krav på elnätsföretag att informera sina kunder om tariffer och andra möjligheter till kostnadsbesparingar		1	Ei
Timmätning och dygnsvis timavräkning för samtliga kunder		567	Sweco och Ei
Nättariffer i Elpriskollen	1,5	0,5	Ei
Tillåta stegvis införande av nya tariffer 0 och tillåta pilotprojekt avseende tariffer		0	Ei
Total kostnad	21,5	769	

Åtgärderna föreslås genomföras under perioden 2017 till 2025. För att uppskatta nyttorna utgår vi från förutsättningarna på elmarknaden 2030 då åtgärderna antas ha ökat efterfrågeflexibiliteten i Sverige. Nyttorna för samhället och för den enskilda kunden uppskattas för ett referensscenario som representerar en trolig utveckling av elsystemet i Europa fram till 2030. Sverige har i detta scenario 39 TWh vindkraft vilket är i linje med energiöverenskommelsen² och 50 TWh kärnkraft.

Nyttan av åtgärdspaketet är svår att uppskatta och beror helt på vilken effekt åtgärderna får på efterfrågeflexibiliteten i Sverige. För att kunna beräkna nyttan av åtgärdspaketet har vi uppskattat nyttorna med en övre och undre gräns för den efterfrågeflexibilitet som åtgärderna förväntas leda till, se tabellen nedan.

Utifrån resultatet av analysen gör Ei bedömningen att de årliga nyttorna av efterfrågeflexibilitet 2030 är större än de årliga kostnaderna för åtgärderna. Det gäller även om bara hälften av hushållskunderna väljer att vara flexibla i sin elanvändning för uppvärmning.

² Energiöverenskommelsen som träffades mellan Socialdemokraterna, Moderaterna, Miljöpartiet, Centerpartiet och Kristdemokraterna i juni 2016.

Uppskattade årliga nyttor av efterfrågefleksibilitet för varje typproblem (M SEK)

Typproblem eller framtida utmaningar	Kunder som deltar	Övre nyttoestimat 100 procent av hushållskunderna i småhus är flexibla i sin elanvändning för uppvärmning Årlig besparing (M SEK)	Undre nyttoestimat 50 procent av hushållskunderna i småhus är flexibla i sin elanvändning för uppvärmning Årlig besparing (M SEK)
Frekvenshållning (automatiska reserver)	Hushållskunder	370	370
Effektbristsituation	Industrier och hushållskunder	128	128
Ineffektiv resursanvändning	Industrier och hushållskunder	675	381
Lokala nätproblem	Hushållskunder	587	294

Källa: Ei

Nyttorna för samhället är som störst om efterfrågefleksibiliteten bidrar till att lösa utmaningarna som handlar om ineffektiv resursanvändning och lokala nätproblem. Dessa nyttor kan realiseras genom att efterfrågefleksibilitet kommer in i prisbildningen på dagen före-marknaden och prissätts genom tidsdifferentierade elnätstariffer för att uppnå en effektivare resursanvändning och utnyttjande av elnätet. Stamnätet i Europa förväntas förstärkas till 2030 vilket resulterar i att höga elpriser på 200 EUR per MWh blir ovanliga under år med en normalkall vinter. Detta kommer innebära att de prisnivåer som krävs för att effektreduktioner inom industrin ska uppstå är sällsynta. Den stora nyttan uppkommer istället genom att hushållskunders elanvändning för uppvärmning automatiseras och kan styras mot prissignaler från elnät och/eller elhandel. Kunderna kan genom att flytta sin elanvändning till en annan tidpunkt alltså bidra till effektivare resursanvändning av produktionen och effektivare utnyttjande av elnätet.

Kunderna, producenterna av förnybar produktion, och elnätsföretagen är de stora vinnarna med efterfrågefleksibilitet. Även energitjänsteföretag och andra aktörer som hjälper kunden att realisera värdet av sin efterfrågefleksibilitet kommer vara vinnare i och med en större efterfrågan på smarta tjänster och avtal. Efterfrågefleksibilitet underlättar integration av förnybar elproduktion genom att kunder flyttar sin elanvändning till lågpristimmar då vi har mycket sol- och vindkraft i systemet. Detta gör att dessa kraftslag kan utnyttjas mer än tidigare. Antalet nollpristimmar minskar således och investeringsklimatet för vind- och solkraftsproduktion förbättras.

Pristoppar kan minskas genom att hushållskunderna flyttar sin elanvändning till timmar med lågt pris. Våra resultat visar på att när efterfrågefleksibilitet kommer med i prisbildningen på dagen före-marknaden kommer medelårspriset att höjas marginellt för 2030, vilket gynnar producenter med låga marginalkostnader. Scenarierna för 2030 är ett elsystem med goda överföringsförbindelser vilket gör att antalet högpristimmar är få jämfört med antalet lågpristimmar. Det innebär att flytten av elanvändning resulterar i att priskurvans "dalar fylls mer än toppar kapas" och medelårspriset ökar.

Elnätsföretagen kan genom tarifferna ge incitament till kunderna att vara flexibla i sin elanvändning för att åstadkomma ett effektivare utnyttjande av elnätet. Den största delen av besparingen för kunden uppstår på elnätssidan varför det är viktigt att elnätstarifferna är utformade för att stimulera till ett effektivt utnyttjande av elnätet. Kunderna skulle på så sätt kunna bidra till att minska nätförluster och investeringar i elnätet. Då elnätsverksamheten är ett reglerat monopol kommer kostnadsbesparingar för elnätsföretaget på längre sikt innebära kostnadsbesparingar för kunden. Det är därför viktigt att elnätsföretagen har tillräckliga incitament i elnätregleringen för att använda potentialen för efterfrågefleksibilitet istället för att göra traditionella elnätsinvesteringar om det är ett kostnadseffektivt alternativ.

Genom att kundernas förutsättningar för att vara flexibla i sin elanvändning förbättras stärks kundernas ställning på marknaden då de i större utsträckning kan göra aktiva val och påverka sin elkostnad. Hushållskundernas intresse för elanvändningen är ofta mycket lågt, därför kan besparingar i elkostnaden fortfarande vara ett svagt incitament för kunden. Hushållskunder har dock olika drivkrafter. Att kunden tydligt kan bidra till samhällsnytta genom att vara flexibel i sin elanvändning är viktigt att belysa i dialogen om efterfrågefleksibilitet.

Med de förväntade prisnivåerna för 2030 blir investeringen i styrutrustning lönsam för kunden med en återbetalningstid på bara några få år. Ei bedömer dock att ett investeringsstöd för styrning av värmelast blir viktigt. Dels på grund av kundernas låga intresse för sin elanvändning vilket är en tröskel för nya aktörer på elmarknaden. Men även på grund av att tjänster för efterfrågefleksibilitet är en omogen marknad där kunderna behöver informeras om vilken samhällsnytta de kan bidra till och vilken privatekonomisk nytta de kan få.

1 Inledning

Att skapa förutsättningar för en mer flexibel efterfrågan står högt upp på Europeiska Unionens agenda. EU-kommissionen har talat om en kick-start för efterfrågefleksibilitet när de presenterat inriktningen för de kommande förändringarna av marknadsdesignen på elmarknaden. Kommissionen har också efterlyst åtgärder för att stimulera efterfrågefleksibilitet.³

Regeringen har mot bakgrund av detta gett Ei i uppdrag att utreda förutsättningarna för ökad efterfrågefleksibilitet i det svenska elsystemet. Resultatet av uppdraget har utmynnat i ett åtgärds paket för att öka efterfrågefleksibiliteten som presenteras i denna slutrapport.

1.1 Bakgrund

På en framtida elmarknad med en högre andel variabel elproduktion i form av vind- och solkraft kommer det att bli viktigt att ta tillvara samtliga flexibilitetsresurser i elsystemet, det vill säga *flexibel produktion, lagring* och *efterfrågefleksibilitet*.

Efterfrågefleksibilitet handlar om att elkunderna förändrar sin elförbrukning baserat på olika signaler. Det kan till exempel handla om att kunderna minskar sin förbrukning när elnätet är hårt belastat, eller att kunderna ökar sin förbrukning när elpriset är lågt, exempelvis till följd av god tillgång till förnybar elproduktion. Genom att kundernas förutsättningar för att vara flexibla i sin elanvändning förbättras stärks kundernas ställning på marknaden då de i större utsträckning kan göra aktiva val och påverka sin elkostnad.

En flexibel efterfrågan är önskvärd av många anledningar. En flexibel efterfrågan kan i hög utsträckning anpassas till tillgänglig produktion och därmed minska risken för effektbrist. En mer flexibel användning kan på så sätt även minska behovet av att nyinvestera i kraftverk och elnät för att säkerställa elbehovet vid topplastsituationer. Efterfrågefleksibilitet kan också bidra till att utsläppsbelastande produktionsresurser behöver aktiveras mer sällan vid bristsituationer. Sammantaget resulterar en ökad efterfrågefleksibilitet i ett effektivare resursutnyttjande och bidrar till att uppfylla klimat- och energipolitiska mål.⁴

För att uppnå ökad efterfrågefleksibilitet är det viktigt att förstå kundens drivkrafter för att bli mer flexibel i sin elanvändning. Även om de ekonomiska drivkrafterna

³ COM(2015) 340 final COMMUNICATION FROM THE COMMISSION TO THE EUROPEAN PARLIAMENT, THE COUNCIL, THE EUROPEAN ECONOMIC AND SOCIAL COMMITTEE AND THE COMMITTEE OF THE REGIONS Launching the public consultation process on a new energy market design.

⁴ Europaparlamentets och rådets direktiv 2012/27/EU av den 25 oktober 2012 där det i artikel 15.8 anges att nationella energitillsynsmyndigheter ska uppmuntra resurser på efterfrågesidan, såsom laststyrning, att delta vid sidan av försörjning på grossist- och detaljmarknader.

är centrala så finns det även andra drivkrafter (NEPP, 2013). Hushållskunder kan till exempel känna att de tar ett samhällsansvar och bidrar till miljönytta genom att vara flexibla i sin elanvändning (S3C, 2014).

Det är också viktigt att det finns drivkrafter för aktörerna på elmarknaden att möjliggöra för elkunderna att använda sin potential för efterfrågefleksibilitet. Elmarknadens aktörer kan därför behöva incitament eller regler för att en ökad efterfrågefleksibilitet ska kunna uppnås.

1.2 Uppdraget

Ei fick i juni 2015 följande uppdrag av regeringen.

Regeringen uppdrar åt Energimarknadsinspektionen att utreda vilka förutsättningar och hinder det finns för olika kunder att öka den samhällsekonomiska effektiviteten på elmarknaden genom ökad efterfrågefleksibilitet. Arbetet ska omfatta analyser av olika aktörers incitament att öka efterfrågefleksibilitet både i förhållande till elhandel och nättariffer. Utifrån dessa analyser ska Energimarknadsinspektionen föreslå åtgärder som kan underlätta och påskynda utvecklingen mot större effektivitet på elmarknaden.

Utöver att föreslå åtgärder för ökad efterfrågefleksibilitet ingick det i uppdraget att utreda om det finns skäl att ha kvar de förenklade avräkningsbestämmelserna i 18 a § förordningen (1999:716) om mätning, beräkning och rapportering av överförd el eller om de ska tas bort. Om det förenklade avräkningsbestämmelserna tas bort innebär det att även elkunder med ett säkringsabonnemang på under 63 ampere och som har timprisavtal ska ha daglig avräkning i enlighet med 8 och 9 §§ samma förordning. Denna del av uppdraget har redovisats till regeringen i februari 2016 genom delrapporten Ei R2016:03.

Arbetet har genomförts i en projektgrupp som bestått av projektledare Karin Alvehag, Björn Klasman, Marielle Lahti, Elin Broström, Kristina Östman, Linda Werther Öhling, Göran Morén och Elon Strömbäck. Projektägare har varit chefsekonomen Therése Hindman Persson och avdelningschefen för Teknisk Analys Tommy Johansson.

1.3 Definition av efterfrågefleksibilitet

Begreppet efterfrågefleksibilitet kan definieras på olika sätt. I uppdraget har vi valt följande definition:

Efterfrågefleksibilitet är en frivillig ändring av efterfrågad elektricitet från elnätet under kortare eller längre perioder till följd av någon typ av incitament

Denna definition skiljer sig från andra definitioner av efterfrågefleksibilitet som utgår från en kunds elförbrukning istället för efterfrågan från nätet (THEMA Consulting Group, 2014; CEER, 2014). Skälet till att Ei valt en något annorlunda definition är att en elkunds elförbrukning inte behöver vara densamma som den efterfrågade elektriciteten från elnätet om kunden har lagringsmöjligheter eller egen produktion. Därför har vi istället valt formuleringen *efterfrågad elektricitet från elnätet*.

1.4 Avgränsning

Uppdraget fokuserar enbart på efterfrågefleksibilitet. Flexibel produktion och lagring ingår inte i uppdraget. Inmatningstariffer för att stimulera större producenter till en mer flexibel produktion ingår därför inte. Mikroproduktion och lagringsmöjligheter hos kunden ingår däremot som parametrar i den scenarioanalys som genomförts i uppdraget

Ei har valt att fokusera på de ekonomiska incitamenten hos elkunderna och de aktörer som kan stimulera, möjliggöra eller köpa kundernas flexibilitet. De ekonomiska incitamenten är centrala för att uppnå en ökad efterfrågefleksibilitet bland elkunderna (NEPP, 2013).

I rapporten behandlas enbart *frivillig* efterfrågefleksibilitet det vill säga att kunden gjort ett aktivt val. Ei hänvisar till styrel⁵ och ransoneringslagen (1978:268) för den "ofrivilliga" flexibiliteten som tvingas fram vid effekt- och energibrist. Nettoproducenter som producerar mer än de konsumerar inkluderas inte heller. Anledningen är att nettoproducenter inte uppfattas kunna bidra med efterfrågefleksibilitet om de inte har möjlighet till lagring och då är det framförallt lagringsmöjligheten som bidrar till flexibiliteten.

Uppdraget inkluderar åtgärder kopplade till både elhandel och elnät. När det gäller elhandel ligger fokus på de tre marknaderna för fysisk handel av el; dagen före-marknaden, intradagsmarknaden och balansmarknaden. Den finansiella marknaden behandlas inte i rapporten. I uppdraget utgår vi från dagens marknadsmodeller.

1.5 Dialog med elmarknadens aktörer

Ei har under utredningen anordnat seminarier där elmarknadens aktörer bjudits in för att ge sina synpunkter. Vi har även haft en projektsida på www.ei.se där aktörerna kunnat lämna skriftliga synpunkter till projektgruppen.

Totalt har fyra seminarier genomförts och sammanlagt har dessa involverat cirka 250 deltagare. På seminarierna har bland annat branschorganisationer, elhandlare, kunder, aggregatorer, elnätsföretag, forskare och energitjänsteföretag bjudits in för att ge sina perspektiv på efterfrågefleksibilitet. För att samla in branschens synpunkter presenterades vid ett av seminarierna ett urval av åtgärder som bedömdes intressanta för vidare analyser. En sammanfattning av seminarierna redovisas i bilaga 1. Förutom seminarierna har enskilda möten genomförts med exempelvis branschorganisationer, Svenska kraftnät, Boverket, Energimyndigheten, elnätsföretag, balansansvariga, elhandlare och elkunder.

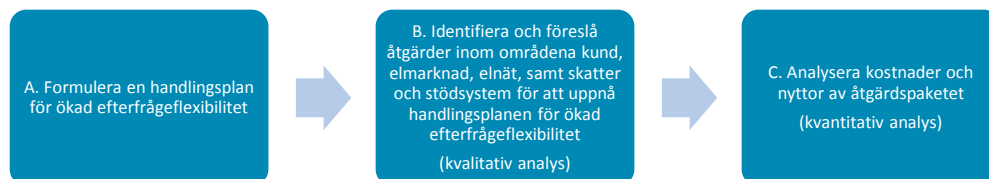
Intresset för uppdraget har varit stort. Elmarknadens aktörer har under utredningen både lämnat egna åtgärdsförslag för ökad efterfrågefleksibilitet och kommenterat det urval av åtgärder som projektgruppen presenterat.

⁵ STEMFS 2013:4, Statens energimyndighets föreskrifter om planering för prioritering av samhällsviktiga elanvändare.

1.6 Från handlingsplan till åtgärds paket för ökad efterfrågefleksibilitet

Målet med Ei:s uppdrag har varit att föreslå ett åtgärds paket för att öka efterfrågefleksibiliteten i det svenska elsystemet. Vi har valt att dela in arbetet i flera steg. Varje steg är en del i processen för att ta fram ett förslag på åtgärds paket, se Figur 1.

Figur 1. Process för att föreslå ett åtgärds paket för ökad efterfrågefleksibilitet



Steg A – Handlingsplan för att uppnå ökad efterfrågefleksibilitet

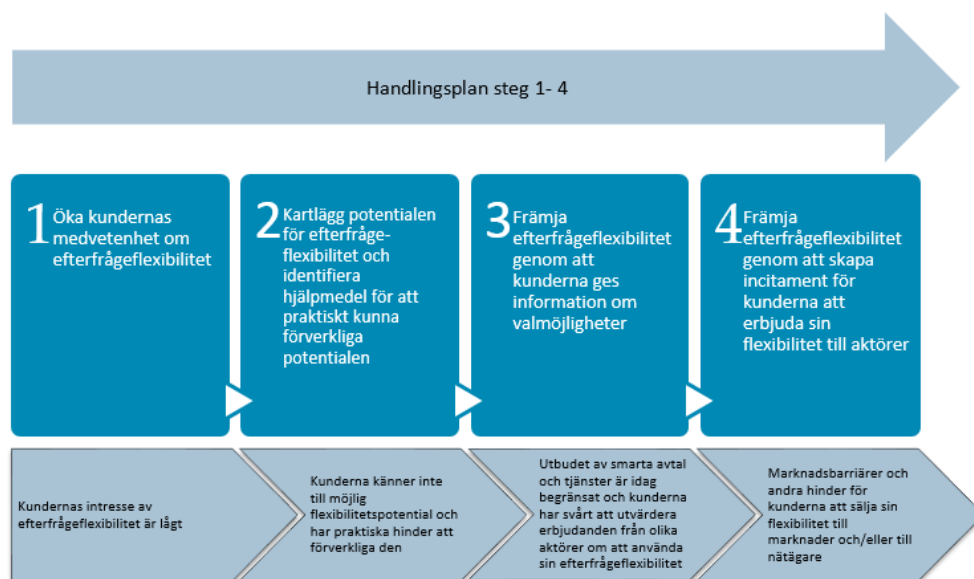
Första steget för att ta fram ett åtgärds paket är att formulera en handlingsplan för att undanröja de hinder som idag finns för en ökad efterfrågefleksibilitet.

Vi har identifierat fyra typer av hinder för ökad efterfrågefleksibilitet. De hinder vi identifierat framgår kortfattat nedan och beskrivs närmare i kommande kapitel:

1. Kundernas intresse av efterfrågefleksibilitet är lågt
2. Kunderna känner inte till möjlig flexibilitetspotential och det finns heller ingen teknik installerad hos kunderna, framförallt hushållen, som gör det enkelt för dem att erbjuda sin flexibilitet
3. Idag finns ett begränsat utbud av smarta tjänster och avtal för kunder som vill vara flexibla. Det finns heller inget verktyg för att jämföra och utvärdera eventuella avtal och tjänster från olika aktörer om att använda sin efterfrågefleksibilitet
4. Det finns marknadsbarriärer och andra hinder för kunderna att sälja sin flexibilitet till marknader och/eller till nätägare

Syftet med handlingsplanen är att undanröja dessa hinder för att kunna uppnå en ökad efterfrågefleksibilitet. Handlingsplanen, som består av ett antal delmål, illustreras i Figur 2.

Figur 2. Handlingsplan för ökad efterfrågefleksibilitet i fyra steg som syftar till att undanröja de olika hindren nederst i figuren



Handlingsplanen är framtagen utifrån kundens perspektiv. Flera andra aktörer är dock möjliggörare för att kunna uppnå en ökad efterfrågefleksibilitet. Det måste till exempel finnas tydliga incitament för aggregatorer, energitjänsteföretag, elnätsföretag och elhandlare för att dessa ska erbjuda tjänster och avtal som gör det enkelt och lönsamt för kunden att vara flexibel i sin elanvändning.

Steg B – Identifiera och föreslå åtgärder – en kvalitativ analys

Andra steget i processen för att ta fram ett åtgärds paket är att identifiera och föreslå åtgärder för ökad efterfrågefleksibilitet inom områdena kund, marknad, elnät samt skatter och stödsystem.

Vi har utgått från ett aktörsperspektiv när vi identifierat åtgärderna. De aktörer som kan stimulera, möjliggöra eller köpa kundernas flexibilitet illustreras i Figur 3. Elkunden är den självklara utgångspunkten för efterfrågefleksibilitet.

Marknadsaktörerna är de aktörer som på olika sätt kan möjliggöra för kunden att erbjuda och tjäna på sin efterfrågefleksibilitet. Marknadsaktörerna inkluderar bland andra elhandlare, energitjänsteföretag och aggregatorer. Elhandlare ger kunden förutsättningar att kunna tjäna på att vara flexibel till exempel genom att erbjuda timprisavtal. Energitjänsteföretag kan förenkla för kunden att vara flexibel genom att erbjuda kunder tjänster. En aggregator kan genom att aggregera små elkunders elanvändning komma upp i volymer som möjliggör att efterfrågefleksibiliteten kan komma in på olika marknader. Även innehavare av marknadsplatser (exempelvis Nord Pool Spot och Svenska kraftnät) kan genom regler för marknaden skapa lika förutsättningar för aktörer med förbrukningsbud och produktionsbud.

Elnätsföretagen är också en viktig aktör som kan stimulera efterfrågefleksibilitet genom exempelvis nättariffen. Slutligen kan beslutsfattare utforma skatter eller stödsystem för att stimulera efterfrågefleksibiliteten i det svenska energisystemet. Aktörerna beskrivs närmare i kapitel 2.

För att identifiera möjliga åtgärder för att öka efterfrågefleksibiliteten har vi för dessa aktörer besvarat de tre frågor som presenteras i Figur 3. Utgångspunkten har varit att identifiera åtgärder som undanröjer hinder eller förstärker drivkrafter för kunderna att vara flexibla i sin elanvändning.

Figur 3. För att identifiera åtgärder för att öka efterfrågefleksibilitet har vi för varje aktör som har betydelse för efterfrågefleksibilitet besvarat tre frågor



Då efterfrågefleksibilitet bygger på frivillighet från kunden är det viktigt att på olika sätt öka kunskapen hos samtliga aktörer om kunders möjlighet och inställning till att vara flexibel i sin elanvändning. Hushållskundernas möjligheter och inställning till efterfrågefleksibilitet har studerats i ganska stor utsträckning. För att öka kunskapen inom kundsegmenten elintensiv industri, övrig industri, serviceverksamhet och fastigheter lät Ei Sweco genomföra en enkätstudie och djupintervjuer. Resultatet av denna studie presenteras i Swecos underlagsrapport *Elkunders möjlighet till flexibel elanvändning* (Sweco, 2016). Även ett examensarbete med syfte att kartlägga potentialen för efterfrågefleksibiliteten inom hushållskategorin har genomförts inom ramen för detta uppdrag. Examensarbetet *Möjligheter och hinder för en ökad flexibilitet i elkonsumenters elanvändning* presenterar resultatet av denna potentialuppskattning (Sten & Åström, 2016).

De identifierade åtgärderna utvärderas i en kvalitativ analys utifrån ett antal grundprinciper som vi valt att ta fram för områdena kund, elmarknad, elnät samt skatter och stödsystem. Grundprinciperna för de olika områdena presenteras i Tabell 1 och i kapitel 3–6. Ei har i den kvalitativa analysen även beaktat de synpunkter som aktörerna lämnat till myndigheten under utredningen, samt internationella erfarenheter av liknande åtgärder. Slutligen föreslås åtgärder inom de fyra områdena för att uppnå handlingsplanen för ökad efterfrågefleksibilitet.

Tabell 1. Grundprinciper för våra åtgärdsförslag inom de fyra områdena: kund, elmarknad, elnät samt skatter och stödsystem

Kund	Elmarknad	Elnät	Skatter och stödsystem
Efterfrågefleksibilitet ska bygga på frivillighet från kunden	Aktörer som orsakar kostnader för systemet ska betala för dessa	Tariffer ska vara objektiva och icke-diskriminerande	Aktörer som orsakar kostnader för systemet ska betala för dessa
Regler om persondataskydd för kunden ska följas	Marknadslösningar ska användas	Tariffer ska vara förenliga med effektivt utnyttjande av elnätet och en effektiv elproduktion och elanvändning	Skatter och stödsystem kan vara motiverade vid omogna marknader med spridningseffekter
Det ska vara enkelt för kunden att vara flexibel	Marknadsprissättning ska tillämpas – priset ska reflektera samhällets kostnader och kundernas värdering av elproduktionen	Tariffer ska utformas av elnätsföretagen, inte av tillsynsmyndigheten	Skatter och stödsystem kan vara motiverade om det finns miljö- eller systemeffekter som inte är prissatta på marknaden
	Priset ska nå fram till slutkunden	Elnätsföretag får inte bedriva produktion eller handel med el annat än för att täcka sina nätförluster och för att återställa driften vid avbrott	
Roller, ansvar och regler ska vara tydliga			
Åtgärderna ska i första hand ge långsiktiga effekter			

Steg C – Analysera kostnader och nyttor av åtgärds paketet – en kvantitativ analys

Det tredje steget i processen är att analysera effekterna av åtgärds paketet genom att identifiera och kvantifiera samhällets kostnader och nyttor av ökad efterfrågefleksibilitet. Även kundens privatekonomiska incitament analyseras.

Ei har valt att estimerar kostnaderna för de åtgärder som vi bedömer som särskilt kostsamma men avgörande för att få igång efterfrågefleksibiliteten. Även de åtgärder som innebär lagändring har kostnadsuppskattats. För att uppskatta nyttorna har Ei valt att utgå från fyra typproblem där efterfrågefleksibilitet ofta nämns som en del av lösningen: frekvenshållning, effektbristsituationer, lokala nätproblem och ineffektiv resursanvändning. Åtgärderna förväntas genomföras under perioden 2017 till 2025. För att uppskatta nyttorna utgår vi från förutsättningarna på elmarknaden 2030 då effekten av åtgärds paketet antas ha ökat efterfrågefleksibiliteten i Sverige.

Nyttorna med efterfrågefleksibilitet ur ett systemperspektiv och ett kundperspektiv uppskattas för ett referensscenario som representerar en trolig utveckling av elsystemet i Europa fram till 2030. Sverige har för detta scenario 39 TWh vindkraft vilket är i linje med energiöverenskommelsen⁶ och 50 TWh kärnkraft. Ei har inom uppdraget också tagit fram ett antal alternativscenarier där kärnkraften antas avvecklas till 2030 och istället ersätts helt med förnybar elproduktion. För dessa

⁶ Energiöverenskommelsen som träffades mellan Socialdemokraterna, Moderaterna, Miljöpartiet, Centerpartiet och Kristdemokraterna i juni 2016.

scenarier har vi även inkluderat elbilar, lagermöjligheter och egen produktion hos kunderna.

1.7 Rapportstruktur

I kapitel 2 beskrivs förutsättningarna för efterfrågefleksibilitet.

I kapitel 3 beskrivs efterfrågefleksibilitet från *kundens* perspektiv – huvudfokus är att skapa förutsättningar för att kunder enkelt ska kunna få tillgång till information så de kan ta ett välinformerat beslut om att använda sin efterfrågefleksibilitet. I kapitel 4 fokuserar vi på efterfrågefleksibilitet på *marknadsplatser* för elhandel. Både hinder för att efterfrågefleksibilitet ska nå marknaden och hinder för att kunden ska nås av prissignalen och kunna tjäna pengar på sin flexibilitet behandlas i kapitlet. I kapitel 5 behandlas *elnätsföretagens* möjligheter att stimulera kundernas efterfrågefleksibilitet genom tariffutformning och laststyrning. I kapitel 6 fokuserar vi på beslutsfattaren möjligheter att främja efterfrågefleksibilitet genom utformningen av *skatter och stödsystem*.

I kapitel 3-6 förslår vi åtgärder inom områdena: kund, elmarknad, elnät samt skatter och stödsystem som är kopplade till olika aktörers aktiviteter för att främja efterfrågefleksibilitet.

I kapitel 7 analyseras kostnader och nyttor av det föreslagna åtgärdspaketet och författningskommentarerna återfinns i kapitel 8.

Slutligen presenteras en konsekvensanalys per aktör i kapitel 9.

2 Förutsättningar för efterfrågefleksibilitet

Den globala utvecklingen med en ökande andel förnybar variabel elproduktion, mikroproduktion och elbilar kommer kräva att flexibilitetsresurserna i elsystemet ökar för att vi även fortsättningsvis ska kunna ha en robust elförsörjning.

I det här kapitlet beskriver vi de aktörer som har betydelse för om efterfrågefleksibiliteten ska kunna öka i framtiden. Behovet av efterfrågefleksibilitet i framtiden diskuteras för olika scenarier 2030. Vi presenterar även olika strategier som kunder kan använda för att vara flexibla i sin elanvändning och en uppskattning av potentialen av efterfrågefleksibilitet i olika kundsegment. Avslutningsvis diskuterar vi de faktorer som påverkar förutsättningar för produkter och tjänster till kunder som vill vara flexibla i sin elanvändning.

2.1 Aktörer som har betydelse för efterfrågefleksibilitet

Flera aktörer kommer behöva vara med i utvecklingen mot en mer flexibel elanvändning.

Elmarknaden består av olika marknadsplatser som är "tidsfönster" för fysisk handel av el: dagen före-marknaden, intradagsmarknaden och balansmarknaden.

På dagen före-marknaden bestäms priset för nästkommande dygns alla timmar, det så kallade spotpriset. I Sverige har vi en så kallad *energy only* marknad där producenterna får betalt för den el som de levererar till kunderna och inte efter den kapaciteten (effekt) de kan tillhandahålla. De allra flesta kunderna handlar sin el av en elhandlare som i sin tur köper el på dagen före-marknaden från producenter. På intradagsmarknaden har aktörerna möjlighet att handla sig i balans, det vill säga justera tidigare handel om prognoser visade sig vara fel. Intradagsmarknaden stänger en timme före leveranstimmen. Balansmarknaden är handel med automatiska och manuella reserver som används av Svenska kraftnät för att upprätthålla kraftbalansen inom drifttimmen.

Elkunder

Elkunden är den självklara utgångspunkten för efterfrågefleksibilitet. Som kund på den svenska elmarknaden behöver man ha ett avtal med sitt elnätsföretag och ett avtal med en elhandlare. Kunden kan välja elhandlare och elhandelsavtal. Kunden kan däremot inte välja elnätsföretag då det är kundens geografiska placering som avgör vilket elnätsområde som den tillhör. Traditionellt har elkunderna endast varit förbrukare av el men nu finns det även kunder som själva producerar el, till exempel genom solceller. Det finns även kunder som kan styra sitt uttag från elnätet genom att lagra el i ett batterilager eller genom att utnyttja termisk lagring i byggnader för styrning av exempelvis en värmepump. Ei har valt att dela in elkunderna i kundsegmenten hushåll, fastigheter, serviceverksamhet, elintensiv industri och övrig industri.

Svenska kraftnät

Affärsverket svenska kraftnät (Svenska kraftnät) har flera ansvarsområden. En viktig uppgift är att förvalta, driva och utveckla det svenska stamnätet. Svenska kraftnät är även systemoperatör och ansvarar därmed för att upprätthålla kraftbalansen i realtid och driftsäkerheten i det svenska elnätet. För att upprätthålla kraftbalansen har Svenska kraftnät balansmarknaden där automatiska och manuella reserver upphandlas och avropas på marknadsplatser för automatiska reserver respektive på reglerkraftmarknaden. Svenska kraftnät har även i uppdrag att upphandla effektreserven.

Ansvaret för balansmarknaden och effektreserven gör Svenska kraftnät till en viktig aktör för att skapa förutsättningar för efterfrågeflexibilitet.

Elnätsföretag

Med elnätsföretag avses de cirka 174 företag som äger region- och lokalnät. Regionnäten transporterar el från stamnätet till lokalnät och ibland till elkunder med högt effektuttag, exempelvis industrier. Lokalnäten distribuerar elen till kunderna inom ett visst område.

Elnätsföretagens skyldigheter går att bryta ner i tre ansvarsområden – nät drift, nätutbyggnad och mätning. Nätföretagens aktiviteter för att stimulera en flexibel elanvändning utgörs dels av att skapa förutsättningar genom mätning, dels av att ta tillvara flexibilitetsresurser för effektiv nät drift och nätutbyggnad genom tariffutformning eller genom särskilda avtal för till exempel laststyrning. Laststyrning är när elnätsföretaget efter överenskommelse med kunden styr delar av kundens elanvändning för att optimera utnyttjandet i nätet.

Innehavare av marknadsplatser

Nord Pool Spot⁷ ansvarar för dagen före-marknaden och intradagsmarknaden medan Svenska kraftnät ansvarar för balansmarknaden. Innehavare av marknadsplatser har en viktig roll för att undanröja hinder för efterfrågeflexibilitet att budas in på marknaderna.

Elhandlare

Elhandlarna köper in el på dagen före-marknaden, till exempel från Nord Pool, för att sedan sälja den vidare till sina kunder. Man kan se elhandlaren som en mellanhand som köper el och förpackar elavtalet. I priset till kund så finns bland annat kostnader för det rena elpriset, balansansvar, prissäkringar och skatter.

Elhandlaren köper och säljer el i konkurrens med andra elhandlare. Samtliga svenska elhandlare (i nuläget 118 stycken) är skyldiga att rapportera priser och villkor för de vanligaste avtalen för konsumenter till Elpriskollen. Elhandlare kan även handla finansiella kontrakt för att minska riskerna kopplade till prisvariationer. Denna handel sker i regel på den finansiella marknaden.

⁷ Än så länge är det bara Nord Pool som är utnämnd till att sköta elbörsen i Sverige men i januari 2016 anmälde även EPEX Spot intresse för etablering som elmarknadsoperatör (NEMO) i Sverige.

Elhandlarna kan bidra till efterfrågefleksibilitet genom att erbjuda avtalsformer såsom timprisavtal som gör det intressant för kunderna att svara på prissignaler från marknaden.

Producenter

Elproducenterna förser elsystemet med el från sina produktionsanläggningar och kan både vara stora energiföretag eller kunder med mikroproduktion.

Balansansvariga

För att kunna upprätthålla den momentana balansen i elsystemet tecknar Svenska kraftnät avtal med balansansvariga företag. Enligt ellagen ska alla uttagspunkter och inmatningspunkter för el täckas av en balansansvarig. Det innebär att alla elhandlare måste ha ett avtal med en balansansvarig eller själva vara balansansvariga. De balansansvariga företagen är elproducenter, stora förbrukare eller elhandelsföretag som utför balansansvar som en tjänst åt andra aktörer utan att ha egen produktion.

De balansansvariga är ekonomiskt ansvariga för obalanser. All information om kunders förbrukning måste gå via den balansansvariga för att den ska kunna göra så goda prognoser som möjligt och på så sätt uppfylla sitt balansansvar.

Energitjänsteföretag

Energitjänsteföretag levererar tjänster för att förbättra energieffektiviteten i en elkunds anläggning eller lokaler. Det kan vara allt från enklare energirådgivning till mer komplexa avtal med garanterad energibesparing.

Energimyndigheten beskriver energitjänster utifrån fyra huvudkategorier: information, analys, åtgärder och avtal⁸. *Information* handlar om att energitjänsteföretaget ger energirådgivning, leverans av energistatistik, och hjälper till med en energikartläggning. *Analysen* som energiföretagen kan hjälpa kunden med är en energikartläggning med förslag på åtgärder. *Åtgärder* innebär att energiföretaget kan hjälpa kunden med utbyte av utrustning och nya rutiner. *Avtal* kunden kan teckna med energiföretag kan röra information, analyser och åtgärder eller en bindande besparingsgaranti.

Mycket av den utrustning som installeras för energieffektivisering kan också användas för att flytta, alternativt temporärt öka eller minska, energiuttaget och därmed åstadkomma efterfrågefleksibilitet. Det kan till exempel handla om styrutrustning för att slå av en elpanna eller en varmvattenberedare eller olika typer av kommunikationslösningar för att styra uppvärmningen.

Aggregatorer

En aggregator är en marknadsaktör som kombinerar ett flertal kunders elanvändning eller elproduktion för försäljning, köp eller auktionering på

⁸ <http://www.energimyndigheten.se/energieffektivisering/foretag-och-organisationer/energitjanster/>

organiserade energimarknader⁹. Med organiserade marknader avses även upphandling av systemtjänster från elnätsföretag.

Beslutsfattare för skatter och stödsystem

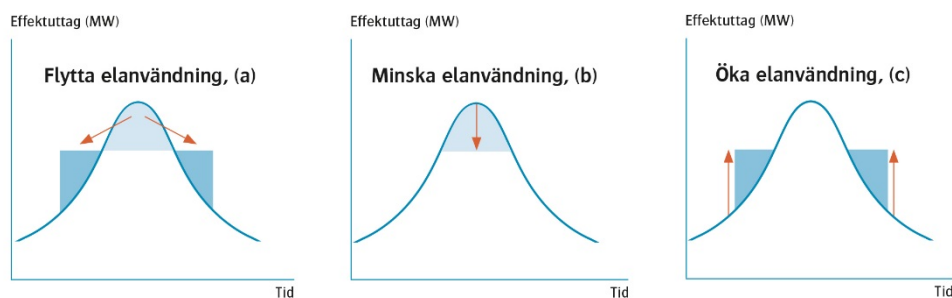
Beslutsfattare kan genom utformning av skatter och stödsystem påverka förutsättningarna för efterfrågefleksibilitet. I Sverige utgör energiskatten på el en stor del av kundens elkostnad. I Sverige finns ett investeringsstöd för hushållskunder med solcellsproduktion att investera i energilager och i andra länder har beslutsfattare infört stödsystem för styrutrustning som möjliggör direkt styrning av kundens elförbrukning.

2.2 Olika typer av efterfrågefleksibilitet

Beroende på kundernas aktiviteter och behov finns det olika typer av efterfrågefleksibilitet. Dessa typer av efterfrågefleksibilitet kan delas in i kunder som:

- a) flyttar elanvändning till en annan tidpunkt
- b) minskar elanvändning
- c) ökar elanvändningen

Figur 4. Olika typer av efterfrågefleksibilitet



En kund som flyttar delar av sin elanvändning från högpristimmar till lågpristimmar illustreras i Figur 4(a). Typiskt handlar detta om elanvändning för till exempel uppvärmning, elbilsladdning eller hushållsmaskiner, det vill säga aktiviteter som inte går att avstå ifrån men som däremot kan genomföras vid en annan tidpunkt.

En kund som har möjlighet att minska sitt elbehov och gör detta temporärt under högpristimmar utan att behöva kompensera för det senare illustreras i Figur 4(b). Typiskt kan det handla om kunder inom den elintensiva industrin som väljer att dra ner på sin produktion vid alltför höga elpriser. Eller hushållskunder med eluppvärmning som även har alternativa uppvärmningsformer.

En kund som har möjlighet att öka sin elanvändning under lågpristimmar utan att minska elanvändningen vid en senare tidpunkt illustreras i Figur 4(c). Typiskt kan

⁹ Definition av aggregatorrollen enligt förslag till reviderat elmarknadsdirektiv COM (2016) 864.

detta vara kunder som byter uppvärmningsform mellan olika bränslen. Vid riktigt låga elpriser skulle kunder med kombipanna kunna välja att gå över till elpatron istället för att använda biobränsle. Med en högre andel vindkraftsproduktion i elsystemet förväntas vi få en jämnare fördelning av lågpristimmar över året, vilket innebär att vi kan ha låga elpriser även på vintern¹⁰.

2.3 Nuvarande teknisk potential för efterfrågefleksibilitet

Med teknisk potential menas den potential som finns hos kund och som skulle kunna gå att aktivera med rätt incitament och teknik. Exempel på teknik hos kund som möjliggör efterfrågefleksibilitet är styrutrustning för laststyrning. Laststyrning innebär att en aktör efter överenskommelse med kunden kan fjärrstyra delar av kundens elanvändning och optimera elanvändningen utifrån prissignaler från marknad eller elnät. Teknik som styr elanvändningen baserat på frekvensavvikelser i elsystemet möjliggör att kunden kan erbjuda sina värmelaster som automatisk reglerresurs i frekvenshållningen.

Ei har inom ramen för uppdraget undersökt vilken kunskap som finns om kunders potential och drivkrafter för efterfrågefleksibilitet. Denna del av uppdraget redovisas i sin helhet i bilaga 3. En sammanställning av den uppskattade nuvarande tekniska potentialen för de olika kundsegmenten presenteras i Tabell 2. Potentialen beror av underliggande aktiviteter som gör att den varierar kraftigt både under dygnet och året.

Tabell 2. Teknisk potential för efterfrågefleksibilitet i olika kundsegment i Sverige

Kundsegment	Hushåll	Fastigheter	Service- verksamhet	Elintensiv Industri	Övrig Industri
Nuvarande teknisk potential för efterfrågefleksibilitet (MW)	5 500 - vinter	200 (ventilation)	300 (reservaggregat)	1 700 (effektreduktion eller övergång till egen elproduktion inom framförallt skogsindustrin)	300 (effektreduktion inom lätt industri såsom livsmedels- och verkstads- industri och sågverk)
	3 000 - vår				
	1 500 - sommar				
	4 500 - höst				
	2 000 - medel (uppvärmning)				
	300 (hushållsel)				

Källa: Referenserna för de olika potentialuppskattningarna redovisas i bilaga 3.

En stor del av den tekniska potentialen finns bland hushållskunder i småhus med eluppvärmning. Denna potential finns tillgänglig i en till tre timmar (IVA, 2015) och innebär att störst effektreduktioner kan ske på vintern (uppåt 5 500 MW). Under sommaren är potentialen i styrningen av uppvärmning betydligt lägre med effektreduktioner på 1 500 MW. Hur stor potentialen är beror främst av utomhustemperatur vilket gör att den främst finns tillgänglig när uppvärmebehovet finns. Det finns även en viss potential för effektökning som även den beror av uppvärmningsbehovet vilket innebär att den är mindre på sommaren.

¹⁰ http://www.nepp.se/pdf/Hur_paverkas_elsystemet_Unger.pdf

För att relatera potentialen för effektreduktion för olika kundsegment kan det vara intressant att se hur stort effektbehov Sverige har när det är som störst. Under vintern 2015/2016 var effektbehovet som störst cirka 27 000 MW.

Styrningen av uppvärmningen medför inte någon märkbar komfortminskning för hushållen när det handlar om ett fåtal timmar. Detta beror på att det finns en värmetröghet i huset. Umeå universitet, på uppdrag av Ei, genomförde en omfattande kundundersökning för hushållskunder 2014 (Broberg, et al., 2014). Undersökningen visar att hushållskunder är villiga att låta en tredje part styra uppvärmningen mellan 7:00-10:00 för nära noll kronor i kompensation så länge inte komforten försämras (Broberg, et al., 2014). Potentialen för efterfrågefleksibilitet i hushållssektorn används inte idag.

Potentialen för efterfrågefleksibilitet bland industriföretag är också stor och uppskattas till 2 000 MW. Denna potential är mycket priskänslig. När elpriset orsakar för höga rörliga kostnader i produktionen drar priskänsliga industriföretag ner på sin elanvändning från elnätet oftast genom att stänga av elkrävande produktionsprocesser under en viss tid eller starta upp egen elproduktion. Den fulla potentialen inom industrisektorn kommer sannolikt enbart kunna realiseras några gånger per år (IVA, 2015). Flera aktörer inom den elintensiva industrin är idag aktiva på elmarknaden. Detta sker genom att de deltar på reglerkraftmarknaden, säljer sin flexibilitet på dagen före-marknaden och deltar i effektreserven (Sweco, 2016).

I realiteten kan man inte räkna med att hela den tekniska potentialen för efterfrågefleksibilitet finns tillgänglig vid en och samma tidpunkt. En anledning till detta är sammanlagringseffekter¹¹ som gör att summan av de enskilda effektreduktionerna inte summerar till den tekniska potentialen eftersom all efterfrågefleksibilitet inte är tillgänglig samtidigt.

2.4 Scenarier för 2030

Behovet av efterfrågefleksibilitet i framtiden beror på hur elsystemet utvecklas. Inom uppdraget formulerar vi ett antal framtidsscenarier för 2030. Vi har använt en elmarknadsmodell, Apollo, för att förutsäga elmarknadens beteende på längre sikt och för att kunna studera prisvolatiliteten på dagen före-marknaden för 2030. Apollo modellerar större delen av Europas kraftsystem.

Referensscenariot är framtaget av Sweco. Ei har dock justerat scenariot något med avseende på vindkraften i Sverige så att nivån ligger i linje med energiöverenskommelsen¹². Scenarierna och elmarknadsmodellen beskrivs mera detaljerat i bilaga 4.

Ei har också tagit fram ett antal alternativscenarier. Alternativscenarierna har samma indata som referensscenariot men kärnkraften antas avvecklas till 2030 och

¹¹ Sammanlagring innebär att den resulterande effekten från flera kunder blir mindre än den algebraiska summan av delarnas effekter. Detta beror på att delarnas maximala effekt inte inträffar samtidigt.

¹² Energiöverenskommelsen som träffades mellan Socialdemokraterna, Moderaterna, Miljöpartiet, Centerpartiet och Kristdemokraterna i juni 2016.

ersätts istället med förnybar elproduktion. Vi har även ett scenario där vi antar en stor integration av lager hos kunder med egen solkraftsproduktion. Scenarierna sammanfattas i Tabell 3. Det är enbart i Sverige som förändringar införs i alternativscenarierna. I övriga Europa antas förutsättningarna vara desamma som i referensscenariot. Oförändrande antaganden och förutsättningar för övriga Europa medför att skillnaderna mellan scenarierna alltid kommer vara relativt små eftersom Sverige är en liten del av Europa. För samtliga scenarierna har vi analyserat vilken påverkan efterfrågefleksibilitet och integration av elbilar kan komma att få på prisvariationer på dagen före-marknaden.

Tabell 3. Sammanfattning av referensscenariot och de alternativscenarierna för Sverige 2030

Scenario	Förbrukning	Kärnkraftsproduktion	Vindkraftsproduktion	Solkraftsproduktion	Lager hos kund
Referens	142 TWh	50 TWh	39 TWh	0	0
Vind	142 TWh	0	50 TWh	0	0
Sol	142 TWh	0	39 TWh	11 TWh	0
Lager	142 TWh	0	39 TWh	11 TWh	287 MW

Källa: Sweco och Ei

Hur förändras potentialen för efterfrågefleksibilitet till 2030?

Ei antar att potentialen för efterfrågefleksibilitet inom kundsegmenten hushåll och industri 2030 åtminstone är på de nivåer vi har idag.

Enligt IVA:s uppskattningar kommer värmebehovet bortom 2030 antas vara lägre än idag till följd av varmare klimat, effektivare uppvärmningssystem samt energieffektivisering. Bedömningen är dock att elanvändningen för uppvärmning och tappvarmvatten kommer vara ungefär lika stor som idag och hamna på 15–20 TWh. Nuvarande nivå ligger på 19 TWh. Detta beror på att nybyggnation i högre grad än idag förväntas få värmeförsörjning med hjälp av värmepumpar. Det innebär att nya byggnader de närmaste 30–40 åren sannolikt i ökande grad kommer att vara värmeförsörjda via elbaserade system (IVA, 2016a).

Elbilar utgör idag en mycket liten del av det totala fordonsbeståndet. Omkring en miljon rena elbilar och laddhybrider skulle behövas till år 2030 om målet om en fossiloberoende fordonsflotta ska uppnås fullt ut (SOU, 2014). Samordningsrådet för smarta elnät har gjort beräkningar som baseras på att hälften av alla personbilar i Sverige på sikt ersätts med elbilar. Beräkningarna visar att om dessa elbilar laddas när de är parkerade utan styrning av laddningen så uppskattas effektbehovet öka med upp emot 2 000 MW. Om däremot laddningen styrs¹³ uppskattas effektkningen hamna kring 1 000 MW (SOU, 2014).

Frågan om när och hur elbilarna laddas har stor betydelse för elbilarnas påverkan på elsystemet. Eftersom elbilsutvecklingen är i sin linda finns begränsade erfarenheter av verkliga förhållanden. Wikström har gjort en sammanställning av

¹³ Styrningen av laddningen av elbilen kan t.ex. innebära att laddningen styrs mot spotpriset vilket kan innebära att elbilen laddas under natten vid låga elpriser istället för att börja ladda när elbilen pluggas in vid hemkomst då elpriset vanligtvis är högt.

data från körjournaler och enkäter i rapporten *Elbilsupphandlingen* som visar att de elbilar som används som förmånsbilar, alltså för privat bruk, laddar till 70 procent hemma (Wikström, 2014). Detta indikerar att potentialen för efterfrågefleksibilitet hos hushållskunder skulle kunna öka i framtiden vid en hög penetration av elbilar vars laddning styrs.

IVA:s bedömning är att elanvändningen i industrisektorn kommer ligga kring 50–60 TWh efter år 2030 (jämfört med 51 TWh idag) och att effektbehovet kommer att följa förändringen av elenergin (IVA, 2016a). Bedömningen baseras främst på en utveckling likt den utveckling vi har idag (business as usual). Dock förväntas en viss fortsatt omstrukturering inom massa- och pappersindustrin och att effektiviseringstrenden inom industrin fortsätter. Denna minskning av elanvändningen bedöms kompensera den ökade produktionen inom sektorn. I bedömningen ingår även tillkommande elanvändning från ny elintensiv industri, till exempel datacenter.

En stor del av industrins potential för efterfrågefleksibilitet idag återfinns inom skogsindustrins mekaniska massaproduktion. Industrins framtida möjligheter till en flexibel elanvändning kommer därför starkt bero av utvecklingen inom denna bransch. Om datacenter får samma elskatt som den elintensiva industrin uppskattas att så många som 40 stora datacenter med ett totalt effektbehov på cirka 1 000 MW kommer att vara etablerade i Sverige år 2030 (Länstyrelsen Norrbotten, 2014). Vanligtvis har datacenter en hög andel av anslutningseffekten i reservaggregat. En stor del av elanvändningen används också för ventilation. Detta gör att denna typ av kund skulle kunna ha stora möjligheter att vara flexibel i sin elanvändning genom att använda värmetrögheten i byggnaden eller vid effektbristsituationer använda reservaggregat.

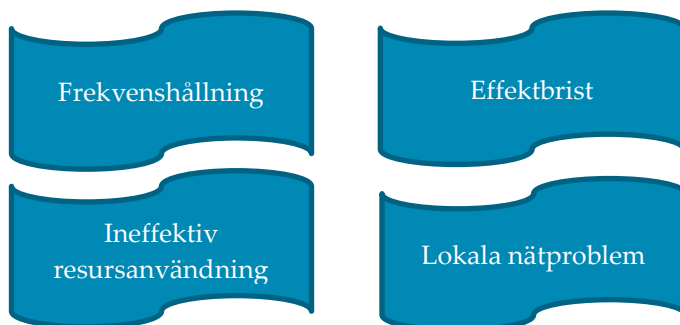
2.5 Behovet av efterfrågefleksibilitet 2030

Kundernas efterfrågefleksibilitet kan öka kostnadseffektiviteten i elsystemet genom att:

- bidra till att hålla frekvensen i elsystemet (*typproblem 1, frekvenshållning*)
- minska risken för effektbrist (*typproblem 2, effektbristsituation*)
- minska prisvolatilitet och ge en effektivare användning av produktionsresurser på elmarknaden (*typproblem 3, ineffektiv resursanvändning*)
- bidra med ett effektivare nätutnyttjande som kan minska förluster, kostnader för överliggande nät och investeringsbehovet av ny kapacitet i elnätet (*typproblem 4, lokala nätproblem*)

Med en ökad andel förnybar variabel elproduktion i elsystemet kan vi få ökade utmaningar med *frekvenshållning*, *effektbristsituationer*, *ineffektiv resursanvändning* och *lokala nätproblem*. Effekterna av våra föreslagna åtgärder analyseras utifrån hur de kan öka efterfrågefleksibilitet för att bidra till att lösa dessa utmaningar eller de så kallade typproblemen.

Figur 5. Åtgärdernas effekter analyseras utifrån hur de löser fyra typproblem som ofta lyfts fram som utmaningar i det framtida elsystemet



Typproblem 1 – Frekvenshållning

En grundläggande egenskap i elsystemet är att balansen mellan inmatning och uttag är lika i varje ögonblick. Det innebär att det behöver finnas marginaler så att snabba förändringar i produktion och användning i elsystemet inte leder till elavbrott eller kvalitetsproblem för kunder. Utmaningen med frekvenshållningen är att upprätthålla balansen på ett ekonomiskt effektivt och miljömässigt hållbart sätt.

I Sverige ansvarar Svenska kraftnät för att frekvensen inte avviker för mycket från det nominella värdet (50 Hz). Att hålla frekvensen kring det nominella värdet är ett viktigt uppdrag då alltför stora avvikelser i frekvensen kan skada både kunders och producenters utrustning. Krav som ställs på reglerresurser som ska bidra till frekvenshållningen handlar om hur snabbt de kan aktiveras (aktiveringstid), hur ofta de kan bidra (repetierbarhet) och hur länge de kan bidra (uthållighet).

Frekvenshållningen kan delas in i tre delar utifrån hur snabbt resursen kan aktiveras: primärreglering (inom loppet av sekunder), sekundärreglering (inom loppet av minuter), och tertiärreglering (inom loppet av 10-15 minuter). Primärreglering och sekundärreglering utgörs av automatiska reserver som aktiveras automatiskt vid mindre obalanser, medan den tertiärreglering utgörs av manuella reserver som Svenska kraftnät manuellt använder vid större obalanser.

Frekvenskvaliteten¹⁴ har försämrats de senaste åren (Svk, 2015a). Enligt Svenska kraftnät är en sannolik förklaring till den försämrade frekvenskvaliteten en kombination av ökad vindkraft och att den totala mängden automatiska reserver i systemet har minskat (Svk, 2015b). I Sverige består de automatiska reserverna i dagsläget enbart av vattenkraft som framförallt finns i norra Sverige. Vid flaskhalsar i elnätet kan det finnas ett behov av resurser för frekvenshållning i mellersta och södra Sverige där automatiska reserver idag inte är tillräckliga (Svk, 2015b). I dessa områden skulle efterfrågefleksibilitet särskilt kunna bistå i frekvenshållningen.

För elsystemet spelar det ingen roll om flexibiliteten kommer från en upp- eller nedreglering av produktion eller förbrukning (Reza Hesamzadeh & Biggar, 2014). Redan idag deltar kunder inom elintensiv industri med sin flexibla elförbrukning

¹⁴ Avvikelser från det nominella värdet 50 Hz.

som manuell reserv. För att efterfrågefleksibilitet ska kunna bidra som en automatisk frekvensregleringsresurs måste teknik finnas installerad hos kunden som kan styra elanvändningen baserat på frekvensen i elsystemet.

Frekvenshållning 2030

Med en högre andel variabel elproduktion i elsystemet kommer balanseringen av produktion och förbrukning vara en större utmaning år 2020–2050 än vad det är idag (NEPP, 2016). Efterfrågefleksibilitet kan bidra i framförallt två driftsituationer som bedöms bli allt vanligare i framtiden – dels när låg vind- och solkraftsproduktion sammanfaller med hög efterfrågan, dels när hög produktion sammanfaller med låg efterfrågan. Här kan efterfrågefleksibilitet hjälpa till att hålla frekvensen genom att minska elanvändningen i underskottssituationer och öka elanvändningen i överskottssituationer (NEPP, 2016).

Det är framförallt styrning av elanvändningen för värmelaster som både kan öka och minska sin elanvändning som kan bidra till frekvenshållningen. Resursen måste finnas tillgänglig hela året, även under sommarhalvåret. Industriföretag som enbart kan realisera efterfrågefleksibilitet några gånger per år lämpar sig inte för att medverka i frekvenshållningen som automatisk frekvensregleringsresurs. Det viktiga är att kunderna har rätt geografisk placering, att den anläggning som styrs tål att styras vid upprepade tillfällen och att tillförlitlig styrutrustning används.

Typproblem 2 – Effektbrist

När efterfrågan på el är större än utbudet får vi effektbrist. Svenska kraftnät upphandlar inför varje vinter en effektreserv¹⁵ som kan användas för att undvika en eventuell effektbrist. Både elkunder och producenter kan vara med i upphandlingen av effektreserven och buda in sin kapacitet. Kapaciteten kan antingen bestå i att minska förbrukning eller att producera i särskilt reserverade anläggningar.

Effektbehovet i Sverige varierar mycket under året. Under 2014 varierade effektbehovet i Sverige mellan cirka 8 500 MWh/h på sommaren och 25 000 MWh/h på vintern. Det var dock endast under ungefär 200 timmar som behovet översteg 20 000 MWh/h (NEPP, 2015). En ökad efterfrågefleksibilitet kan vara ett kostnadseffektivt alternativ till utbyggd elproduktion, då behovet av den extrema topplasten endast uppstår ett fåtal timmar om året.

Idag kan efterfrågefleksibilitet bidra till att lösa effektbristproblematiken genom att hushållskunder drar ner på sin förbrukning efter att de ha fått information om läget via media. Aktörer inom elintensiv industri deltar även med sin flexibilitet i Svenska kraftnäts effektreserv.

Effektbrist 2030

Effektbristsituationer är historiskt sett mycket ovanliga i Sverige och effektreserven har bara aktiverats vid ett fåtal tillfällen under de senaste tio åren¹⁶. Effektreserven

¹⁵ Förordning (2016:423) om effektreserv och Lag (2003:436) om effektreserv.

¹⁶ Regeringens proposition 2015/16:117.

skulle ha fasats ut till 2020 men regeringen beslutade i februari 2016 att förlänga lagen om effektreserv med fem år, fram till 2025¹⁷. Det tidigare beslutet om att avveckla effektreserven togs under förutsättning att kunderna skulle bli mer flexibla i sin elanvändning och att marknaden skulle driva fram flexibla produktionsresurser och när detta inte skedde förlängdes reserven. Efter år 2025 är målsättningen att effektreserven inte ska behövas utan att marknaden ska kunna hantera att undvika effektbristsituationer genom ökad flexibilitet.

Risken för effektbristsituationer i Sverige är högst vid väldigt kalla vinterdagar. I system med en stor andel vindkraftsproduktion är det dock inte säkert att effektbrist uppstår enbart när det är topplast. Eftersom produktionen då till stor del kommer vara variabel och icke-styrbar är det istället den förväntade skillnaden mellan produktion och förbrukning som avgör behovet av efterfrågefleksibilitet. Förutsatt att prissignalerna är korrekta, det vill säga höga priser vid knapphet, kommer efterfrågefleksibiliteten att hjälpa att balansera systemet även om topplasten inte nödvändigtvis minskar (NEPP, 2015).

Inga dramatiska förändringar av effektbehovet förutses för tidsperioden 2030–2050 (IVA, 2016a). Enligt IVA förväntas effektbehovet förändras proportionellt mot utvecklingen av elanvändningen. Ei:s framtagna scenarier¹⁸ visar inte heller på några stora ökningar av efterfrågan. Behovet kommer alltså inte att vara mycket större 2030, men med en minskad tillgång till styrbar produktion finns dock risk för potentiell effektbrist.

För scenarierna 2030 uppskattar vi den potentiella effektbristen¹⁹ till 2 200 MW för referensscenariot och 8 150 MW för scenarierna *Vind* och *Sol*, se Figur 6. Då solkraften inte kan antas finnas tillgänglig så blir den potentiella effektbristen densamma för scenarierna *Vind* och *Sol*.

Uppskattningen av den potentiella effektbristen grundar sig på förbrukningen för en riktigt kall vinter som uppskattas komma vart tionde år, en så kallad 10-årsvinter, och tillgänglig produktion i Sverige. Förbrukningen 2030 för en 10-årsvinter uppskattas till 28 400 MWh/h och är en framskrivning från Svenska kraftnäts prognos 2016 (Svk, 2016a). För att uppskatta tillgänglig produktion har tillgänglighetsfaktorerna från Svenska kraftnät använts (Svk, 2016a). Den potentiella effektbristen är glappet mellan förbrukningen och tillgänglig produktion vilken kan balanseras med hjälp av import eller efterfrågefleksibilitet beroende på vilken flexibilitetsresurs som är mest konkurrenskraftig.

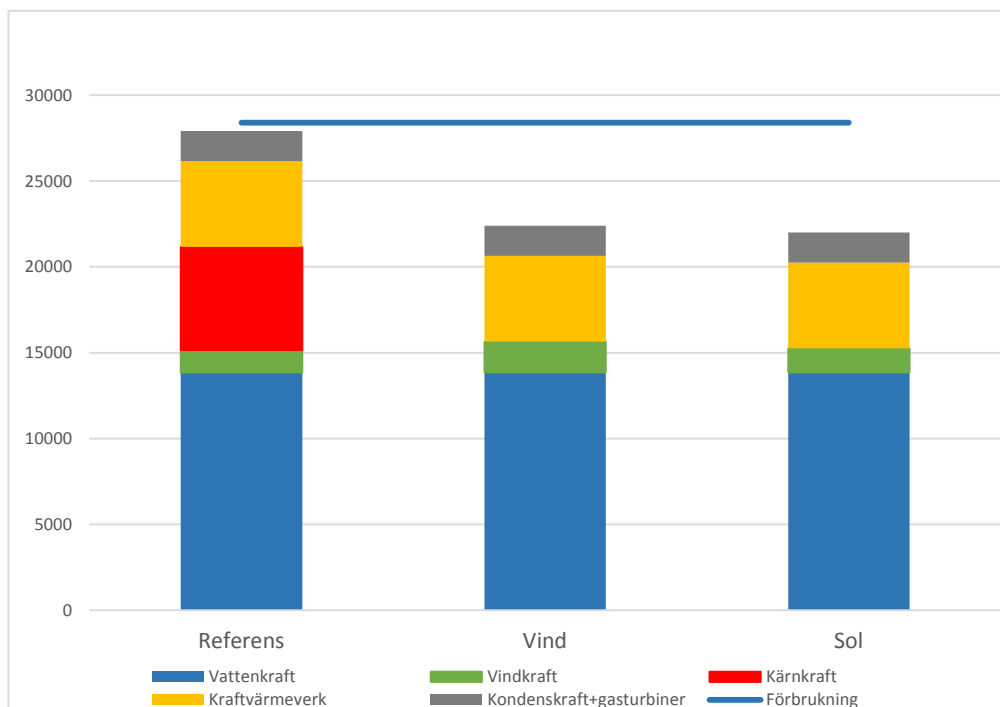
Utan någon efterfrågefleksibilitet är det helt upp till produktionen att balansera efterfrågan i varje tidpunkt. Det är kostsamt att dimensionera den totala produktionskapaciteten för att klara av effektoppar som uppstår mycket sällan. Med en flexibel elanvändning skulle kostnaden kunna hållas nere för att klara av en effektbristsituation.

¹⁷ Regeringens proposition 2015/16:117.

¹⁸ Ei:s scenarier avser både de scenarierna framtagna inom detta uppdrag samt de scenarierna framtagna inom regeringsuppdraget *Ökad andel variabel elproduktion* (Ei R2016:14)

¹⁹ Antagandena som ligger bakom dessa beräkningar redogörs mer detaljerat i *Ökad andel variabel elproduktion* (Ei R2016:14)

Figur 6. Effektbalans (MW) för scenarierna *Referens*, *Vind* och *Sol* och förbrukning för en 10-årsvinter. Glappet mellan förbrukning (strecket) och tillgänglig produktion (staplarna) är den potentiella effektbristen



Källa: Ei och (Svk, 2016a)

Typproblem 3 – Ineffektiv resursanvändning

Ett effektivt konsumtionsbeslut förutsätter att prissignalen når fram till kunden. En sådan informationsbärare är timprisavtal, som baseras på spotpriset på dagen före-marknaden. Timprisavtal innebär att kundens förbrukning mäts på timnivå och att kunden debiteras för sin faktiska elanvändning för varje timme. Genom att kunden möts av spotpriset på dagen före-marknaden kan vi få en effektivare användning av produktionsresurser på elmarknaden. Ur ett samhällsekonomiskt perspektiv vore det önskvärt att de flexibla elkunderna drar ner på sin elförbrukning vid ansträngda situationer med höga priser och ökar sin förbrukning vid låga priser när vi har mycket förnybar produktion i systemet.

En grundläggande förutsättning för att efterfrågeflexibilitet ska leda till en mer effektiv användning av produktionsresurser och ökad samhällsnytta är att flexibiliteten kommer med i prisbildningen på dagen före-marknaden. Samhället uppnår en effektivt utnyttjande av produktionsresurser när kundernas värdering av den sista förbrukade kilowattimmen en given timme är lika hög som timpriset.

Prisvolatiliteten på spotmarknaden är ett mått på vad kunden kan tjäna på att buda in sin flexibilitet på dagen före-marknaden. Norden har historiskt sett haft en relativt låg prisvolatilitet på dagen före-marknaden jämfört med exempelvis Tyskland och andra länder med en större andel sol- och vindkraft. Nordens låga prisvolatilitet brukar tillskrivas vår goda tillgång på flexibel vattenkraft.

Tabell 4 visar volatiliteten mätt i standardavvikelse för spotpriserna på dagen före-marknaden för några år tillbaka. Det är som sticker ut är 2010 då vi hade en väldigt kall vinter i Sverige med spotpriser ändå upp mot 1 400 EUR/MWh vissa timmar.

Tabell 4. Prisvolatilitet i sportpriset på dagen före-marknaden för 2009 till 2015

År	Standardavvikelse
2009	23,26
2010	45,04
2011	15,60
2012	15,30
2013	8,87
2014	6,77
2015	9,74

Källa: Nord Pool

Hushållskundernas intresse för timprisavtal har varit svalt. Fram till våren 2014 hade endast 8 600 av Sveriges sammanlagt 5,3 miljoner kunder tecknat timprisavtal (Ei, 2014b). Däremot kan aktörer inom elintensiv industri buda in sin flexibilitet på dagen före-marknaden. En ökad efterfrågefleksibilitet på dagen före-marknaden skulle också ge en minskad möjlighet för elproducenterna att utöva marknads-makt (Yan & Folly, 2014). Med minskad marknads-makt till elproducenterna förbättras elmarknadens funktion.

Ineffektiv resursanvändning 2030

Ei har använd elmarknadsmodellen Apollo för att simulera utvecklingen av elmarknaden till 2030 och prisvolatiliteten för olika scenarier. Resultat för årsmedelpriset och prisvolatilitet 2030 för samtliga scenarier presenteras i bilaga 4²⁰.

Årsmedelpriserna i samtliga scenarier har fördubblats jämfört med årsmedelpriset för 2015. Detta beror framförallt på bränsle- och koldioxidpriser förväntas gå upp till 2030. Prisvolatiliteten minskar något 2030 jämfört med 2015²¹. Minskade prisvariationer kan verka förvånande när många haft förutställningen att en ökad andel förnybar produktion förväntas leda till ökad prisvolatilitet då denna typ av produktion är väderberoende och inte är lika styrbar som kärnkraft. Vårt resultat visar på det motsatta, det vill säga att prisvolatiliteten snarare kommer att minska något 2030 jämfört med 2015. Förklaringen är det europeiska stamnätet och hur detta förväntas förstärkas till 2030. Genom handel med andra länder kommer resurserna kunna utnyttjas effektivare. Speciellt den förnybara produktionen kommer genom sammanlagringseffekter bli mindre stokastisk och kunna utnyttjas effektivare.

När kärnkraften ersätts med förnybar produktion kommer prisvolatiliteten att öka, vilket kan observeras genom att jämföra scenarierna *Referens* och *Vind* i Tabell 5. Detta resultat är förväntat eftersom den förnybara produktionen är stokastisk till sin natur. Införande av lager hos kund har en dämpande effekt på volatiliteten.

²⁰ Resultatet som visas här är för scenarier utan elbilar. I bilaga 4 har vi även simulerat effekten av en hög penetration av elbilar till 2030 som motsvarande 4,2 TWh. En mer detaljerad beskrivning av Apollo och indata till modellen beskrivs också i bilaga 4.

²¹ Resultaten visar att den relativa standardavvikelsen sjunker från 0,44 till 0,4 från 2015 till 2030.

I scenarierna för 2030 har vi simulerat effekten av att efterfrågefleksibilitet kommer med i prisbildningen på dagen före-marknaden. Efterfrågefleksibiliteten är i form av att hushållskunder flyttar sin elanvändning för uppvärmning och industriföretag gör en effektreduktion vid höga elpriser på 200 EUR per MWh enligt de nivåer som presenteras i Tabell 2. Efterfrågefleksibilitet förväntas sänka prisvolatiliteten när den är med i prisbildningen på dagen före-marknaden. Detta är i linje med våra resultat i Tabell 5. Efterfrågefleksibilitet har störst dämpande effekt på prisvolatiliteten i ett scenario med mycket vindkraft. Lågst prisvolatilitet fås i scenariot *Lager* där kunders lagermöjligheter möjliggör att använda lagrad elproduktion under högpristimmar och använda el från elnätet framförallt under lågpristimmar, vilket har en utjämnade effekt på priskurvan.

Tabell 5. Absolut standardavvikelsen som ett mått på prisvolatilitet i spotpriset för de olika scenarierna

	Utan flex	Med flex	Skillnad
Referens	19,0	17,6	-1,4
Vind	19,5	17,9	-1,6
Sol	18,6	17,4	-1,2
Lager	18,3	17,3	-1,0

Källa: Ei

Efterfrågefleksibilitet dämpar prisvolatiliteten om den kommer med i prisbildningen. Summerar vi resultaten kommer behovet av efterfrågefleksibilitet öka i och med en högre andel förnybar elproduktion som gör elproduktionen mer variabel och icke-styrbar. Den största effekten av att efterfrågefleksibilitet kommer med i prisbildningen ser vi i ett elsystem där kärnkraften ersatts med vindkraft. Om mikroproduktion och lager hos kund blir vanligare kommer effekten av efterfrågefleksibilitet vara något mindre.

Scenarierna för 2030 är ett elsystem med goda överföringsförbindelser vilket resulterar i att antalet högpristimmar är få jämfört med antalet lågpristimmar²². Resultatet visar att antalet timmar med höga priser över 200 EUR per MWh är få vilket gör att industriföretagens effektreduktioner sällan aktiveras. Istället är hushållskundernas flytt av elanvändning som påverkar spotpriset. Eftersom flytt av elanvändning sker beroende på prisvariationer mellan timmar, den relativa prisskillnaden, kommer medelårspriset höjas något²³. Detta innebär att flytten av elanvändning resulterar i att priskurvans "dalar fylls mer än toppar kapas" och att antalet timmar med nollpriser minskar. Ett högre medelårspris innebär att efterfrågefleksibilitet kan bidra till en bättre integrering av förnybar elproduktion och producenterna med låga marginalkostnader tjäna på att få med flexibiliteten i prisbildningen.

Typproblem 4 – Lokala nätproblem

Lokala nätproblem innebär att det lokala elnätet har överföringsbegränsningar. Elnätsföretagen hanterar lokala nätproblem genom att bygga ut

²² Elmarknadsmodellen simulerar år med normalväder så extremåren, så som en 10-års vinter, fångas inte av modellen.

²³ En 0,6 procents ökning av medelårspriset i referensscenariot.

överföringskapaciteten. Lokal- och regionnätet genomgick en stor expansion för 40-50 år, vilket innebär att stora delar av elnätet har gamla komponenter som håller på eller ska bytas ut (IVA, 2016b).

Genom att flexibla kunder flyttar delar av sin elanvändning till en annan tidpunkt kan kostsamma investeringar i nätet undvikas eller senareläggas. Även nätförlusterna och kostnader för överliggande nät minskar i elnätet när man kapar effekttoppar vid en jämnare belastning.

Några elnätsföretag har infört tidsdifferentierade nättariffer för överföring av el (tariffer) för hushållskunder och studier har visat på att kunderna svarar genom att flytta delar av elanvändningen till en annan tidpunkt (Bartusch & Alvehag, 2014). Det viktigaste för att få effekt av nya tariffer är att de är förutsägbara så kunden förstår hur man kan påverka sin elkostnad genom att ändra sin elanvändning.

Lokala nätproblem 2030

Behovet av att bygga ut kapaciteten i näten kommer att finnas även i framtiden, men om efterfrågefleksibilitet används kan näten nyttjas mer effektivt. Hög andel förnybar elproduktion och flera elbilar kommer påverka flödena i region- och lokalnät och skulle kunna leda till att kapacitetsbegränsningar blir ett större problem i framtiden.

Simuleringar som IVA har gjort visar att framtidens elproduktion och laddning av elbilar kommer leda till större variationer i uttagen effekt hos kunderna. Energiflödet kan i vissa fall bli omvänt, det vill säga att lokalnät överför sitt produktionsöverskott till det överliggande nätet istället för att ta ut el från överliggande nät. En ökad integration av solceller i lokalnäten och vindkraft i lokal- och regionnäten kommer sannolikt kräva kapacitetsförstärkningar på olika nivåer i elnätet. Om urbaniseringen i Sverige, med en inflyttning till de större städerna, fortsätter kan lokalnäten inom och kring dessa städer behöva förstärkas (IVA, 2016b). De elnät som har en topplast nära kapacitetsbegränsningen kan, med hjälp av efterfrågefleksibilitet, senarelägga eller minska behovet av nätutbyggnad (THEMA Consulting Group, 2014).

Antalet lokalnät i Sverige som behöver investera på grund av att laddningen av elbilar leder till en ökning av lasttoppen under vintertid kan sänkas från 30 procent till 15 procent med efterfrågefleksibilitet (NEPP, 2014a). Denna sänkning av antalet elnät med investeringsbehov bedöms vara effekten av efterfrågefleksibilitet från hushållskunder och styrning av elbilsladdning.

2.6 Drivkrafter för efterfrågefleksibilitet

För att uppnå ökad efterfrågefleksibilitet är det viktigt att förstå kundens drivkrafter för att bli mer flexibel i sin elanvändning. Även andra aktörer som får en direkt nytta kan vara med och driva utvecklingen mot en ökad efterfrågefleksibilitet i Sverige.

Kundernas drivkrafter

För många kunder är de ekonomiska drivkrafterna för efterfrågefleksibilitet centrala (NEPP, 2013). Hushållskunder kan dock ha andra drivkrafter, till exempel att de känner att de tar ett samhällsansvar och bidrar till miljönytta genom att vara

flexibla i sin elanvändning (S3C, 2014). Ei har inom ramen för uppdraget undersökt kunders intresse och drivkrafter för efterfrågefleksibilitet. Denna del av uppdraget redovisas i sin helhet i bilaga 3.

Kunderna kan bidra med sin flexibilitet och bli ersatt för denna genom *implicit* eller *explicit efterfrågefleksibilitet* (Smart Grid Task Force, 2015b).

Implicit efterfrågefleksibilitet, som även kallas för prisbaserad efterfrågefleksibilitet, innebär att kunden genom olika avtalsformer väljer tidsvarierande elhandelspriser och nättariffer. Kunderna kan med implicit efterfrågefleksibilitet påverka sin totala elkostnad genom att anpassa sin förbrukning efter variationer i slutkundspriset mellan timmar.

Explicit efterfrågefleksibilitet innebär att kunderna blir kompenserade för att använda mer eller mindre el under en given tidsperiod. Den energi som frigörs på detta sätt kan erbjudas olika marknadsplatser (exempelvis intradag- eller reglerkraftmarknaden) eller användas i andra syften (exempelvis lokal nätnyttä). Explicit efterfrågefleksibilitet innebär en hårdare styrning av användaren, genom exempelvis laststyrning, jämfört med implicit efterfrågefleksibilitet eftersom återförsäljningen av den frigjorda kapaciteten måste kunna garanteras.

Innehavare av en flexibel resurs (förbrukning såväl som produktion) kan få intäktsströmmar från dagen före-marknaden, intradag- och balansmarknaden samt från effektreserven och sitt elnätsföretag. Flexibiliteten kan därmed sägas vara prissatt i elsystemet. I Tabell 6 redogörs för faktorer som bestämmer marknadsvärdet av efterfrågefleksibilitet.

Tabell 6. Faktorer som bestämmer marknadsvärdet av flexibilitet på olika marknadsplatser

Marknadsplats/marknadsaktör	Faktorer som bestämmer marknadsvärdet av flexibilitet
Dagen före-marknaden	Prisvolatilitet, dvs. prisskillnader mellan timmar. Även den absoluta prisnivån spelar roll för flexibilitetens värde.
Intradagsmarknaden	Prisskillnaden mellan intradag- och dagen före-marknaden, plus värdet av flexibilitetsresurser som inte aktiveras på dagen före-marknaden.
Balansmarknaden	Ersättning på reglerkraftmarknaden och marknaderna för automatiska reserver.
Elnätsföretag	Nättariffernas struktur samt ersättning för direkt laststyrning.
Effektreserven	Ersättning med en fast och en rörlig del för att reservera produktionskapacitet eller minskad förbrukning som kan aktiveras vid elbristsituationer.

Källa: Ei

Andra aktörers drivkrafter

Andra aktörer som kan vara med och driva på utvecklingen mot högre efterfrågefleksibilitet är aggregatorn, energitjänsteföretag, systemoperatör och elnätsföretag som får en tydlig nytta av en mer flexibel elanvändning. Energitjänsteföretagen eller aggregatorn får nya affärsmöjligheter och kan erbjuda nya tjänster till kunden så att denna kan använda och tjäna pengar på sin potential för efterfrågefleksibilitet. Systemoperatören behöver flexibilitetsresurser för

balanseringen av elsystemet och elnätsföretagen kan sänka sina kostnader genom ett mer effektivt utnyttjande av elnätet med hjälp av en flexibel elanvändning. Elhandlaren har också en viktig roll som länken mellan kunden och dagen före-marknaden så att efterfrågefleksibiliteten kan komma med i budgivningen. En stor del av elhandlarens ekonomiska risk handlar om avvikelser mellan köpt el per timme och hur mycket elhandlarens kunder förbrukar per timme. Avvikelser mellan inköpt volym och använd volym skapar obalanskostnader för elhandlaren. Vinsten för elhandlaren av efterfrågefleksibilitet kommer i första hand vara en minskad risk för obalanskostnader genom ökad kunskap om kundernas flexibilitet.

2.7 Faktorer som påverkar förutsättningar för efterfrågefleksibilitetstjänster

En grundläggande förutsättning för en välfungerande flexibilitetsmarknad är att det finns en teknisk potential för efterfrågefleksibilitet och att den är *korrekt prissatt* på elmarknaden och av elnätsföretaget. Samordningsrådet för smarta elnäts underlagsrapport (Samordningsrådet, 2014) lyfte fram följande kriterier för efterfrågefleksibilitet:

- Introduktion av smarta mätare och timbaserad elmätning
- Återkoppling av timvärden och mätdata för kontroll av energianvändningen
- Introduktion av teknik/lösningar för flexibel användning och effektreduktion inom fastigheter, bostäder och industri
- Introduktion av elmarknadskopplad användning/ automation/ apparater för energiflexibilitet hos användare och energilager

Utöver dessa kriterier kan Ei konstatera att information är viktigt för att kunderna ska kunna fatta välinformerade beslut. Swecos enkät- och intervjustudie²⁴ vittnar om att de olika kundsegmenten i stor utsträckning saknar kunskap om efterfrågefleksibilitet. Även frågan om externaliteter är viktig när det handlar om en ny typ av marknad. En extern effekt (externalitet) uppstår om en ekonomisk transaktion har en positiv eller negativ påverkan på nyttan för tredje part. Ett fåtal kunder som är flexibla kan skapa nyttor för hela kundkollektivet genom att en kund exempelvis investerar i styrutrustning som möjliggör flytt av last.

Det kan vara kostsamt för en leverantör att höja kunskapsnivån genom att förklara för kunderna vilka tjänster som kunderna kan erbjuda elsystemet genom sin efterfrågefleksibilitet. Den här marknadsföringsinsatsen kan ses som en positiv externalitet där efterföljande aktörer kan dra nytta av den initiala informationsinsatsen.

²⁴ Beskrivs utförligt i bilaga 3

3 Åtgärder inom kundområdet

I det här kapitlet går vi igenom vilken information som kunden behöver för att vara flexibel i sin elanvändning. Därefter identifieras vad som idag hindrar kunderna från att känna till sina möjligheter och från att utnyttja sin flexibilitetspotential. Avslutningsvis presenterar vi åtgärder för att undanröja dessa hinder.

Ei har valt att dela in elkunderna i kundsegmenten hushåll, fastigheter, serviceverksamhet, elintensiv industri och övrig industri. Åtgärderna ser olika ut för olika kundsegment på grund av att behoven är olika. En hushållskund eller ett mindre företag kan behöva hjälp av ett energitjänsteföretag för att identifiera flexibilitetspotentialen, medan ett industriföretag kan ha ett energiledningssystem där man systematiskt samordnar, styr och genomför åtgärder för att ständigt förbättra arbetet med energifrågor.

3.1 Kunden behöver information för att kunna fatta beslut om efterfrågefleksibilitet

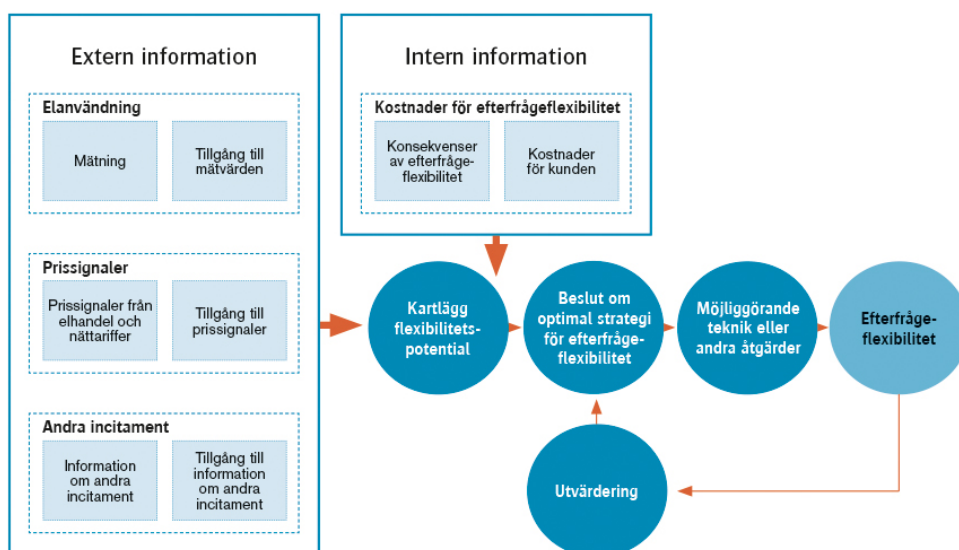
För att kunden ska kunna fatta ett välinformerat beslut om att använda sin efterfrågefleksibilitet krävs både *extern* och *intern* information. Extern information behöver kunden få från en annan aktör. Intern information har kunden tillgång till själv. Kundens beslut om att använda sin efterfrågefleksibilitet illustreras i Figur 7.

Extern information är information om sin elanvändning, prissignaler från elhandel och nättariffer. Kunder kan även ha andra drivkrafter än de ekonomiska (se bilaga 3) och därför kan information om andra typer av incitament vara aktuell. *Intern* information rör kostnaderna för kunden som en konsekvens av att flytta aktiviteter till en annan tidpunkt eller genomförda förändringar i verksamheten.

Givet den externa och interna informationen kan kunden ta ett beslut om vilken förändring av sin elanvändning som är den mest optimal för att maximera nyttan. Därefter kan kunden behöva möjliggörande teknik eller andra åtgärder för att börja använda sin efterfrågefleksibilitet.

Större industrikunder kan ofta själva lägga upp en strategi för efterfrågefleksibilitet som är optimal. För hushållskunder och små till medelstora företag kan det däremot vara en tredje part (till exempel en aggregator eller ett energitjänsteföretag) som hjälper kunden att hitta en optimal strategi för efterfrågefleksibilitet. Då behöver denna aktör efter kundens godkännande få tillgång till informationen för att kunna utvärdera kundens möjligheter att vara flexibel.

Figur 7. Kundens beslutsprocess om att använda sin efterfrågefleksibilitet kräver både extern och intern information



Källa: (THEMA Consulting Group, 2014) och egen bearbetning

De åtgärder som analyseras i det här kapitlet syftar till att få kunderna att ta medvetna beslut om att använda sin potential för efterfrågefleksibilitet och erbjuda den till marknader, elnätsföretagen och Svenska kraftnät.

Mycket av forskningen som rör kundbeteenden på energimarknader har fokuserat på potentialen för *energieffektivisering* (Broberg, et al., 2014). Denna forskning är relevant även för efterfrågefleksibilitet eftersom den teknik som möjliggör energieffektivisering i många fall även kan användas för efterfrågefleksibilitet. Enligt traditionell beslutsteori ska en rationell vinstmaximerande individ göra ett investeringsbeslut om de förväntade nyttorna av att göra investeringen överstiger dess kostnader. Flera forskningsstudier har pekat på en låg efterfrågan på energieffektiva apparater trots att det är ett rationellt investeringsbeslut som kunden skulle tjäna på (Train, 1985; Gillingham & Palmer, 2014).

En vanlig förklaring till detta är att företag och hushåll ibland beter sig irrationellt. Beteendet kan beskrivas med att de saknar kunskap eller på annat sätt ignorerar energieffektivitet i sina konsumtions- och investeringsbeslut. Irrationella kunder skulle innebära ett avgörande hinder för en marknadsdriven energieffektivisering och således också för efterfrågefleksibilitet.

En annan förklaring är att kunderna fattar rationella beslut men upplevs som irrationella på grund av bristande information, bristande kunskap eller andra marknadsmisslyckanden (Broberg, et al., 2014). För kunderna kan den kostnadsdrivande kunskapsinhämtningen vara en investering i tid och tankekraft som värderas högre än den förväntade besparingen av att genomföra investeringar som möjliggör energieffektivisering eller efterfrågefleksibilitet. Då är det rationellt att inte genomföra kunskapsinhämtningen som krävs för att göra investeringen. Därför är det viktigt att kunden enkelt kan få information och att aktörer såsom ett

energitjänsteföretag kan erbjuda tjänster som hjälper kunden att använda sin flexibilitetspotential.

3.2 Regelverk som gäller mätning och kundinformation

I det här avsnittet sammanfattar vi regelverket gällande mätning och kundinformation som berör efterfrågefleksibilitet. Vi diskuterar även hur detta regelverk håller på att förändras i och med övergången till en elhandlarcentrisk modell och en central informationshanteringsmodell (tjänstehubb)²⁵ samt kommande funktionskrav på mätare. Den elhandlarcentriska modellen ska förenkla för kunden genom att göra elhandlaren till kundens huvudsakliga kontaktpunkt. En tjänstehubb är en plattform för central hantering av elnätsföretagens och elhandlarens processer till exempel uppstart av anläggning, in- och utflyttning, byte av elhandlare och mätvärdeshantering.

Den 30 november 2016 publicerade EU-kommissionen ett förslag till ny europeisk lagstiftning - paketet *Ren energi för alla i Europa*. Förslagen innebär en revidering av elmarknadsdirektivet²⁶ och elmarknadsförordningen²⁷. I dessa dokument finns lagförslag som berör kundens rättigheter.

Mätning per timme

Kunder med ett säkringsabonnemang om högst 63 ampere kan antingen vara timmätta eller månadsmätta. Timmätning innebär att kundens elförbrukning mäts med timupplösning medan månadsmätning innebär att kundens förbrukning mäts med månadsupplösning. Alla kunder över 63 A i säkringsabonnemang är timmätta.

Timmättningsreformen som genomfördes år 2012 innebär att en kund kan få timmätning utan extra kostnad om elavtalet kräver det. Reformen innebär att elkunder har möjlighet att ingå nya former av elavtal som förutsätter att elförbrukningen timmätts, utan att debiteras för de merkostnader som uppstår av mätningen. Dessa avtal brukar kallas timprisavtal eller spotprisavtal. Nätföretag är alltså skyldiga att ge timdata utan kostnad till kunder med timprisavtal. Om en kund inte har elprisavtal som förutsätter timmätning men ändå vill ha en timmätare installerad måste kunden själv stå för de merkostnader som elnätsföretaget har för denna hantering (3 kap. 11 § ellagen). I lagrådsremissen *Funktionskrav på elmätare* som skickades till lagrådet 24 november 2016 föreslås dock en förändring av ellagen som medför att även kunder som inte har ett avtal som förutsätter timmätning men ändå vill ha tillgång till timvärden ska få det utan extra kostnad.

Möjligheterna för elnätsföretag att samla in och leverera mätdata förväntas öka med de funktionskrav för smarta elmätare som Ei föreslog 2015 (Ei, 2015c). Ei föreslog att samtliga mätsystem bör uppfylla funktionskraven till 2025 och ett av funktionskraven var just möjlighet till timmätning. I lagrådsremissen *Funktionskrav*

²⁵ Ei och Svenska kraftnät har fått var sitt regeringsuppdrag att arbeta fram en elhandlarcentrisk modell (M2015/2636/Ee) och en central tjänstehubb (M2015/2635/Ee).

²⁶ COM (2016) 864

²⁷ COM (2016) 861

på elmätare föreslås att Ei tillsammans med Swedac ges i uppdrag att ta fram förslag till de författningsändringar som krävs för att reglera funktionskrav på elmätare.

Utvecklingen mot timmätning och fortsatt installation av nästa generations smarta elmätare samt utvecklingen av en energitjänstemarknad skapar större behov av en tydlig reglering av vilka funktionskrav som bör ställas på en elmätare.

I Ei:s rapport *Funktionskrav på framtidens elmätare* föreslås flera funktionskrav på elmätare, där följande har särskild relevans för att stimulera efterfrågeflexibilitet:

- Elnätsföretagen ska se till att kunden utan kostnad löpande får tillgång till mätvärden och spänningsvärden. Mätaren ska utrustas med ett öppet, standardiserat gränssnitt som levererar nära realtidsvärden på effekt, mätarställning, spänning och i förekommande fall produktion. Kunden ska få tillgång till dessa värden.
- Mätsystemet ska registrera mätvärden med en frekvens på 60 minuter och kunna ställas om till en frekvens på 15 minuter.
- Alla registrerade data ska kunna fjärravläsas.

I EU-kommissionens förslag till reviderat elmarknadsdirektiv²⁸ behandlas smarta elmätare i artikel 19 och 20 där också vissa krav på funktioner specificeras.

Kollektivmätning

Kollektivmätning innebär att fastighetsägaren tecknat ett avtal med ett elnätsföretag och en elhandlare istället för att den enskilda hushållskonsumenten har egna nät- och elhandelsavtal. Även om det i vissa fall förekommer undermätning för att kunderna ska kunna debiteras för sin faktiska förbrukning innebär detta att hushållen förlorar vissa rättigheter som elkund enligt ellagen. De kan exempelvis inte välja elhandlare.

Regeringen har tidigare uttalat sig kritiskt mot utbredningen av kollektivmätning av el (utan undermätning) eftersom den motverkar en effektiv energianvändning då hushållen inte får återkoppling på sin egen elförbrukning²⁹. I propositionen om genomförandet av energieffektiviseringsdirektivet³⁰ framhåller dock regeringen att det vore olyckligt att en reglering för att främja energieffektivitet skulle få till följd att utbyggnaden av fastighetsgemensamma mikroproduktionsanläggningar för förnybar el försvåras. Utan kollektivmätning är det nämligen svårt för fastighetsägaren att få lönsamhet i mikroproduktion. Regeringen fann därför att det fanns goda skäl för att låta fastighetsägaren som bygger en ny fastighet, eller som genomför en ombyggnation själv, få välja hur mätkravet ska uppfyllas.

²⁸ COM (2016) 864

²⁹ Prop. 2008/09:163

³⁰ Prop. 2013/14:174

Tillgång till timvärden för kunden eller tredje part

Det är viktigt att kunden får tillgång till sina timvärden för att kunna fatta rationella beslut om sin elanvändning. Timmätta kunder har rätt att få timvärdena av sitt elnätsföretag efter leveransmånadens slut och senast vid fakturering³¹. Då fakturering ska ske åtminstone varje kvartal kan detta innebära leverans av mätvärden enbart fyra gånger per år. Elnätsföretagets rapportering till kunden ska ske via deras hemsida där kunden kan logga in på sin sida (*Mina sidor*) eller om kunden inte har tillgång till internet, genom en pappersutskrift³².

De timmätta kunderna som avräknas per dygn kan få timvärdena i ett elektroniskt format redan inom fem vardagar från mätdygn³³. Elnätsföretaget ska rapportera mätvärden till kunden via internet, till exempel på företagets websida. Kunden kan även begära att mätvärdena rapporteras i meddelandeformatet EDIEL³⁴.

Nätföretagen ska även tillhandahålla uppgifter om historisk förbrukning per dag, vecka, månad och år utan kostnad till kunder med smarta elmätare. Uppgifterna ska avse minst de tre senaste åren givet att företaget har haft avtal med kunden så länge. Elnätsföretagets information om historisk förbrukning lämnas på sätt som elnätsföretaget beslutar³⁵. Kunder som har timprisavtal kan även få information om historisk elanvändning per timme via sin sida hos elhandlaren (*Mina sidor*). Regelverket kräver att underlaget för fakturering finns tillgängligt för kunden (se nästa avsnitt *Information på fakturan och om konsumenternas rättigheter*).

Av ellagen framgår att ett företag som bedriver nätverksamhet inte får ställa upp tekniska krav eller andra villkor som försvårar tillhandahållandet av tjänster i form av ändrad elförbrukning, om inte villkoret är motiverat med hänsyn till en säker, tillförlitlig och effektiv drift av ledningsnätet (3 kap. 16 a § ellagen). Elnätsföretag har en skyldighet att rapportera mätvärden från en uttagpunkt på begäran till det företag som elkunden utsett enligt 3 kap. 10 a § i ellagen och föreskrift EIFS 2014:7. Det betyder att nätföretagen på kundens begäran ska lämna ut mätdata till energitjänsteföretag.

Framtagandet av en elhandlarcentrisk modell med en tjänstehubb kommer innebära att timvärdena lagras i hubben. Kunden kommer kunna få tillgång till sina timvärden via sin elhandlare. Genom att alla aktörer har tillgång till samma information i den centrala tjänstehubben skapas förutsättningar för konkurrens på mer lika villkor mellan marknadsaktörer vilket gör det enklare för nya aktörer att ta sig in på marknaden. Den elhandlarcentriska modellen kommer därmed att förenkla för tredje part att erbjuda tjänster.

³¹ 6 kap 8 § EIFS 2011:3 ändrade genom EIFS 2014:7

³² 6 kap 8 § EIFS 2011:3 ändrade genom EIFS 2014:7

³³ 6 kap 5 § EIFS 2011:3 ändrade genom EIFS 2014:7

³⁴ Standard för elektronisk informationsutbyte inom energibranschen (1 kap 5 § EIFS 2011:3). EDIEL används till exempel för att rapportera mätvärden och handelsvärden eller informera om kunder som byter elhandlare.

³⁵ 11 kap. 1 § EIFS 2014:7

Information på fakturan och om konsumenternas rättigheter

Elhandlaren och elnätsföretaget som har avtal med konsumenter ska enligt 11 kap. 18 § ellagen lämna tydlig information på sin webbplats om:

1. konsumentens rättigheter
2. hur konsumenten ska gå till väga för att lämna klagomål
3. vart konsumenten kan vända sig för information eller tvistlösning
4. oberoende användarrådgivning, där konsumenterna kan få råd om tillgängliga energieffektivitetsåtgärder och jämförelseprofiler.

Elhandlaren och elnätsföretaget ska också lämna information om 1-3 på fakturan eller på fakturan hänvisa till denna information på elhandelsföretagets webbplats.

En elhandlares debitering ska baseras på kundens uppmätta förbrukning. Fakturan ska innehålla information om den uppmätta elanvändningen och de aktuella elpriser som fakturan grundas på. Om elhandelsavtalet förutsätter att mängden överförd el mäts per timme, får informationen göras tillgänglig via elhandlaren webbplats vilket kunden informeras om på fakturan³⁶.

Med införandet av en elhandlarcentrisk modell kommer kunden att få en faktura från sin elhandlare för sin sammantagna elhandels- och elnätskostnad³⁷.

I EU-kommissionens förslag till reviderat elmarknadsdirektiv³⁸ behandlas information på fakturan i artikel 18. Informationen på fakturan ska uppfylla vissa uppsatta minimumkrav.

3.3 Barriärer som hindrar kunder från att vara flexibla

Det här avsnittet beskriver de barriärer som vi har identifierat som hindrar kunder från att vara flexibla.

Lågt intresse för efterfrågeflexibilitet bland kunder

Kundkollektivet är i allmänhet inte intresserade av sin elanvändning. För många hushåll är elen en osynlig vara som man knappt märker av, förutom vid elavbrott.

En förklaring till det låga intresset är att elkostnaden många gånger är en liten del av hushållens totala utgifter och att det ekonomiska incitamentet att se över vilka möjligheter man har att påverka denna del därför är svagt. Det skiljer dock mycket mellan vad till exempel lägenhetskunder och småhusägare betalar för sin el. I kundundersökningen som genomfördes av Umeå universitet uppmanades hushållskunder att uppskatta vad 1 kWh el kostar. Hälften av respondenterna saknade en uppfattning om vad el kostar (Broberg, m.fl, 2014).

Swecos kundundersökning visar att endast en fjärdedel av kunderna inom kategorierna fastigheter, serviceverksamhet och industri känner till begreppet

³⁶ 8 kap. 16 § ellagen.

³⁷ Enligt uppdragslydelsen till regeringsuppdragen (M2015/2636/Ee, u.d.).

³⁸ COM (2016) 864

efterfrågefleksibilitet. Begreppet är mest känt för företagen inom elintensiv industri som historiskt har varit de som tillhandahållit efterfrågefleksibilitet. Enligt undersökningen upplevs efterfrågefleksibilitet som ett komplext område. Framförallt mindre elförbrukare är mer intresserade av energieffektivisering som ett sätt för att skydda sig mot högre och mer volatila elpriser (Sweco, 2016).

Kundernas okunskap om efterfrågefleksibilitet hindrar aktörer att komma in på marknaden. En studie som genomfördes på nordisk nivå visar att marginalerna för både oberoende elhandlare och energitjänsteföretag är små och att kostnaden att värva en kund är relativt stora (VaasaETT, 2014). Om företagen dessutom måste informera om nyttan med att vara flexibel så är det i många fall inte lönsamt att träda in på marknaden. Om kunderna uppfattar att det är bra och viktigt att se över sitt elavtal och att vara flexibel i sin elanvändning är det lättare för dessa aktörer att erbjuda smarta elavtal.

Det europeiska forskningsprojektet S3C³⁹ fokuserar på att identifiera framgångsfaktorer för att motivera kunder att förändra sin elanvändning och åstadkomma en långsiktig förändring. Projektet har mynnat ut i rekommendationer som vänder sig till aktörer (elnätsföretag, marknadsaktörer, beslutsfattare, etc.) som är involverade i projekt där kunderna behöver engageras för att lyckas⁴⁰. De identifierade framgångsfaktorena presenteras i bilaga 3.

I undersökningar som har gjorts nationellt och på europeisk nivå framgår även att förtroendet för elmarknaden är fortsatt lågt (Konsumentverket, 2016a; EU-kommissionen, 2016). Ett problem som enligt kundföreträdare växer på elmarknaden, nationellt och internationellt, är att kunder luras in i avtal eller får ett nytt avtal mot sin vilja. Mycket av problematiken bottnar i oseriösa försäljningsmetoder eller ottydlig information.

Avtal som möjliggör efterfrågefleksibilitet kan uppfattas som mer komplicerade än traditionella elhandelsavtal såsom fastprisavtal och avtal om rörligt pris. Kunden kan genom avtal om direkt laststyrning ge en tredje part rätten att gå in och styra delar av kundens förbrukning. För att kunden ska våga ingå dessa avtal måste kunden förstå konsekvenserna av avtalet. Förtroendet för elmarknaden och dess aktörer spelar därför en avgörande roll för att kunderna ska våga vara flexibla och vilja teckna avtal för att erbjuda sin flexibilitet.

Kunden känner inte till möjlig flexibilitetspotential och har praktiska hinder att förverkliga den

Swecos kundundersökning visar att få kunder (3–6 procent) inom kundsegmenten elintensiv industri, övrig industri, fastigheter och serviceverksamhet har undersökt möjligheterna att använda den egna flexibilitetspotentialen. Även många industriföretag, som kanske skulle kunna tjäna på en flexibel elanvändning, har ännu inte undersökt hur deras verksamhet skulle påverkas av efterfrågefleksibilitet (Sweco, 2016). Kunderna upplever att de största hindren för en flexibel

³⁹ Smart consumer, smart customer, smart citizen.

⁴⁰ http://www.smartgrid-engagement-toolkit.eu/fileadmin/s3ctoolkit/user/guidelines/guideline_introducing_demand_side_management_to_mes.pdf

elanvändning är svårigheter att beräkna de verksamhetsrelaterade kostnader som efterfrågefleksibilitet för med sig och svårigheter att beräkna besparingar eller intäkter från efterfrågefleksibilitet.

En kartläggning av kundens flexibilitetspotential skulle undanröja dessa hinder till viss del. Kartläggningen kan identifiera kundens tekniska potential för efterfrågefleksibilitet och därefter kan ett energitjänsteföretag uppskatta nyttor och kostnader för åtgärder kopplat till efterfrågefleksibilitet. Idag finns det inga styrmedel som gör att kunder får hjälp att kartlägga sin flexibilitetspotential. Däremot finns det olika styrmedel för att kartlägga potentialen för energieffektivisering.

Nuvarande styrmedel för att kartlägga potentialen för energieffektivisering är energideklarationen och energikartläggning i stora företag. För hushållskunder är energideklarationen ett styrmedel för att främja en effektiv energianvändning och en god inomhusmiljö i byggnader. Lagen om energikartläggning i stora företag ska främja förbättrad energieffektivitet i stora företag. Både energideklarationen och energikartläggning i stora företag ska föreslå energieffektiviserade åtgärder. För små och medelstora företag finns ett ekonomiskt stöd som ska uppmuntra till att göra energikartläggningar. Stödet infördes i juli 2015 och söks hos Energimyndigheten.

För att kartlägga flexibilitetspotentialen identifieras den effekt som härrör från flexibla aktiviteter eller processer hos kunden som antingen går att flytta till en annan tidpunkt eller avstå från. I vissa fall kan kunden ha möjlighet att dra ner eller upp elanvändningen genom att byta energikälla eller genom egen produktion. Viktigt är att även fånga in när denna potential är tillgänglig (flexibilitetspotentialen för uppvärmning har till exempel en stark årsvariation). S3C har, baserat på erfarenheter från europeiska pilotprojekt, tagit fram en rekommendation för hur en tredje part kan genomföra en kartläggning av potentialen för efterfrågefleksibilitet tillsammans med små till mellanstora företagskunder⁴¹.

I nuläget är marknaden för utrustning som kan hjälpa kunden att optimera sin energianvändning, exempelvis laststyrningsutrustning, omogen. Det innebär att kunden inte har så många valmöjligheter när det gäller den här typen av utrustning. Det saknas dessutom standarder för utrustning avseende övervakning och styrning i hemmet vilket gör att kunden får sämre förutsättningar att kombinera utrustning till en låg kostnad. Ett sätt att underlätta för kunderna att ta till sig olika marknadsaktörers produkter och tjänster på en ny marknad är att se till att utrustning har ett standardutförande. Standardisering sker ofta på en europeisk nivå och det är därför svårt att peka ut en åtgärd för detta i Sverige. Forumet för smarta elnät⁴² skulle kunna vara en informationskanal till mindre företag som inte har möjlighet att följa standardiseringsarbetet.

⁴¹ http://www.smartgrid-engagement-toolkit.eu/fileadmin/s3ctoolkit/user/guidelines/guideline_introducing_demand_side_management_to_mes.pdf

⁴² I december 2015 beslutade regeringen att tillsätta ett forum för smarta elnät. Syftet med forumet var att följa upp den handlingsplan för smarta elnät som samordningsrådet för smarta elnät tagit fram.

Det är viktigt att elkunden har en central roll vid utveckling av affärsmodeller och tjänster för efterfrågefleksibilitet. Forskning kan bidra till att förstå kundens drivkrafter och förutsättningar för efterfrågefleksibilitet så att de nya tjänsterna och affärsmodellerna blir användarvänliga och tilltalar kunderna.

Kunskapsöverföringen från marknads- och beteendeforskning och att involvera så kallade tidiga användare i utveckling och implementeringsfasen är därför framgångsfaktorer för att kunna förverkliga potentialen för efterfrågefleksibilitet. Tidiga användare drivs av intresse, övertygelse eller av att vara trendsättare inom ett visst område och är viktiga under en viss fas i utvecklingen av nya produkter och tjänster. Tidiga användare kan bidra till en snabb utveckling genom att hjälpa företagen med att testa och marknadsföra det nya produkterna och tjänsterna.

Alla kunder har inte tillgång till timvärden för sin elanvändning

För att kartlägga flexibilitetspotentialen hos kund krävs åtminstone timvärden av kundens elanvändning. Timupplöst mätdata är en förutsättning för att aktörer ska kunna utforma attraktiva kunderbjudanden där kunden kan tjäna på sin flexibilitet⁴³. Resultatet från den enkätundersökning Umeå universitet genomförde visar också att majoriteten av de tillfrågade hushållskunderna vill ha mer information om sin historiska elanvändning (Broberg, et al., 2014). För att kunden ska få tillgång till timvärden måste mätningen ske på timbasis, timvärdena behöver sparas, och kunden ska kunna få tillgång till timvärdena på ett lämpligt format.

De flesta av de elmätare som används nu installerades under 2007 och 2008 i samband med kravet på månadsmätning. Detta innebär att det inom kort är dags att reinvestera i mätare för de flesta elnätsföretag⁴⁴. De föreslagna funktionskraven utgör en miniminivå som höjer golvet för funktionaliteten i det svenska mätbeståndet. Majoriteten av de installerade mätsystemen har dock redan möjligheten att registrera timvärden.

Konsumenter som bor i en fastighet med kollektiv mätning kan inte själva teckna avtal med nätagare eller elhandlare, vilket minskar kundens incitament att vara flexibel i sin elanvändning. Nyttan med flexibilitetens uppstår då främst för fastighetsägaren som skulle kunna fungera som en typ av aggregator. Det kan dock krävas incitament från fastighetsägaren till konsumenten om fastighetsägaren ska kunna aggregera upp flexibilitet från sina flexibla hyresgäster.

Tillgång till realtidsdata

Om kunden kan se sin förbrukning i samma stund som den sker, i realtid, kan kunden få ännu bättre kunskap om sin elanvändning och hur olika aktiviteter i hemmet påverkar den. Kunden har redan idag möjlighet att mäta sin elförbrukning i realtid genom att installera utrustning på elmätaren som registrerar blinkningarna från mätarens lysdiod som avspeglar elförbrukningen. Ett av de

⁴³ Eller per den minsta marknadstidsenhet som används, idag är det timme, och därmed blir timmätning en förutsättning.

⁴⁴ I regleringen av elnätsföretagen intäktsramar åsätts mätutrustning en reglermässig livslängd på 10 år.

föreslagna funktionskraven på elmätarna är ett standardiserat gränssnitt vilket innebär att alla kunder har möjlighet att få tillgång till realtidsvärden⁴⁵.

Många kunder som bor i flerbostadshus har dock inte alltid tillgång till sin elmätare. För att kunden ska kunna läsa av elmätaren själv krävs att fastighetsägaren ger kunden tillgång till elmätaren. Om utvecklingen visar att tillgång till elmätare är ett hinder för marknadsutvecklingen för energitjänster eller för att kunder själva ska vidta åtgärder för att exempelvis minska sin elanvändning kan det eventuellt behövas ny lagstiftning som reglerar tillgången till elmätare (Ei, 2015c).

Svårt för aktörer att enkelt få tillgång till timvärden

För tredje part är historisk mätdata per timme nödvändig för att identifiera kundens flexibilitetspotential och utforma attraktiva kunderbjudanden där nyttor och kostnader för efterfrågefleksibilitet kan beräknas för den specifika kunden.

Trots kravet i ellagen och i föreskrift⁴⁶ att nätföretag ska tillgängliggöra mätdata till tredje part utan extra kostnad finns flera svårigheter idag. När Ei tidigare har undersökt marknaden för tjänster för efterfrågefleksibilitet har energitjänsteföretag uppgett att den komplicerade processen för att få tillgång till mätdata utgjort ett hinder för dem att leverera sina tjänster (Ei, 2015d). För att ett tredjepartsföretag ska kunna utveckla bra produkter behöver de få tillgång till både måtvärden och förbrukningsuppgifter på ett enkelt och billigt sätt. Mätdata är i olika format i olika koncessionsområden vilket ställer till problem för tredje part som agerar i flera olika områden. Tredjepartsföretagen måste då kunna ta emot informationen om historiska måtvärden med en mängd olika dataformat, vilket kan vara kostnadsdrivande.

Energitjänsteföretag har lyft fram alternativet att tredje part får en kopia på EDIEL-trafiken från elnätsföretaget till elhandlaren. För att ta emot EDIEL-trafiken krävs ett system som kvitterar alla meddelanden efter särskilda regelverk. Dessa system är dyra och svårtillgängliga, vilket försvårar möjligheten för tredje part att ta emot data. Svenska kraftnät ser nu över regelverket kring mottagandet av EDIEL-data för att se om det är möjligt att förenkla systemkraven och eventuellt inrätta särskilda krav för just tredjepartsmottagare⁴⁷. I och med att mätdata inte skulle användas för debitering skulle kraven på kvittering kunna sänkas. Efter införandet av tjänstehubben kommer energitjänsteföretaget att kunna få timvärden efter överenskommelse med kunden från hubben och då blir detta inte längre ett hinder. Dock kan det dröja till 2020 innan tjänstehubben är i drift.

Många av tjänsterna som tredje part vill erbjuda slutkunder förutsätter tillgång till mätdata så nära förbrukningstillfället som möjligt, medan de idag ofta får tillgång till historiska data med flera dagars fördröjning. Även med tjänstehubben på plats så kommer hubben inte kunna leverera realtidsdata utan den kommer göra

⁴⁵ Informationen som kunden får via det öppna gränssnittet är inte kvalitetssäkrad och därmed kan den skilja sig från den information som ligger till grund för debitering.

⁴⁶ EIFS 2014:7

⁴⁷ Minnesanteckningar Ediels teknikgrupp (ETG), möte den 28 september 2016, <https://www.ediel.se/Portal/Document/3033>

timvärden tillgängliga först dagen efter leveransdygnet. Funktionskravet om att elmätaren ska ha ett öppet standardiserat gränssnitt kommer dock att möjliggöra en marknad för olika typer av applikationer och produkter som baseras på mätdata via detta gränssnitt.

Förutom information om timvärden så skulle även information om kundens flexibilitetspotential hjälpa aktörer att rikta sin marknadsföring av efterfrågefleksibilitetstjänster och designa attraktiva erbjudanden till kunder.

Information om prissignaler från elhandel och elnät

Transparenta och lättillgängliga priser är en förutsättning för att kunden ska kunna bilda sig en uppfattning om marknadsvärdet av efterfrågefleksibilitet. Genom att erbjuda sin flexibilitet kan kunden få intäcksströmmar från dagen före-marknaden, intradags- och balansmarknaden samt från effektreserven och sitt elnätsföretag.

Aktuella timpriser på dagen före-marknaden och intradagsmarknaden finns i nuläget tillgängliga på marknadsplatsen Nord Pool Spot och flera aktörer förmedlar dessa på sina webbplatser och genom olika applikationer till smarta telefoner och andra enheter. Prisbildningen på den del av balansmarknaden som hanterar de manuella reserverna (reglerkraftmarknaden) kan inte definieras som transparent eftersom reglerkraftpriset publiceras först en timme efter leveranstimmen. Ofullständig information om prisbildningen riskerar att leda till att potentiella aktörer avstår från att gå in på dessa marknader. Hinder för transparenta och lättillgängliga priser för kunder och andra marknadsaktörer på de olika marknaderna diskuterar vi i kapitel 4 (marknad).

Upphandlingsförfarandet av effektreserven är transparent och de parter som är involverade får anses ha tillgång till likvärdig information.

När det gäller nättarifferna är nätföretagen skyldiga att tydligt redovisa utformningen på kundernas faktura. Alltså är det möjligt för kunden att få fullständig information. Kunden kan dock ha svårt att relatera tariffen till vad de kan göra för att påverka kostnaden. Med tidsbaserade nättariffer kan kunden påverka sin totala elkostnad genom att anpassa sitt beteende efter prissignalen i tariffen. Information till kund angående tariffen behandlas i kapitel 5 (el nät).

Svårt för kunden att förstå och jämföra erbjudanden

Det är framförallt hushållskunder och små till medelstora företag som skulle ha nytta av ett hjälpmedel för att kunna jämföra olika erbjudanden om elhandelsavtal och nättariffer. Enligt EU-kommissionens förslag till det reviderade elmarknadsdirektivet ska kunden ha tillgång till åtminstone ett jämförelseverktyg där kunden kan utvärdera elhandelsavtal. Kriterier som ett sådant jämförelseverktyg ska uppfylla specificeras i elmarknadsdirektivet och kunden ska få information om att jämförelseverktyget finns.

Elkunder i Sverige kan idag förhållandevis enkelt jämföra elhandelsavtal på någon av de prisjämförelsesajter som finns på internet. Alla svenska elhandlare måste kontinuerligt rapportera fasta och rörliga prisavtal till Ei. Ei presenterar denna information för elkunden på den egna prisjämförelsesajten Elpriskollen som är Sveriges enda oberoende prisjämförelse. Aktörer har frågat Ei om att få tillgång till data på Elpriskollen för att kunna utveckla tjänster till kunder. Elpriskollen är idag inte utformat på ett sätt som gör det enkelt att låta andra aktörer få tillgång till data i ett användarvänligt format.

Vissa elnätsföretag erbjuder sina kunder att välja mellan två olika tariffer, tidsbaserad eller icke tidsbaserad. Detta är bra för kunden men det finns idag inte något hjälpmedel där kunden kan jämföra olika nättariffer. För att kunna göra ett aktivt val är det viktigt att identifiera den totala besparingspotentialen vid val av både elhandelsavtal och nättariff. När Ei har pratat med Konsumenternas energimarknadsbyrå har även de efterlyst hjälpmedel för att kunna kommunicera besparingspotentialen till kunderna.

3.4 Föreslagna åtgärder inom kundområdet

Utifrån de hinder som har identifierats i tidigare avsnitt så föreslår Ei ett antal åtgärder inom kundområdet. De föreslagna åtgärderna inom kundområdet är i linje med grundprinciperna:

- Efterfrågefleksibilitet ska bygga på frivillighet från kunden. Det handlar alltså inte om tvingande åtgärder som skulle kunna bli fallet vid exempelvis långvarig effekt- och energibrist.
- Regler om persondataskydd för kunden ska följas så att kunden kan känna sig trygg i att kundens data bara får användas av de som kunden godkänt.
- Det ska vara enkelt för kunden att vara flexibel, vilket innebär att andra aktörer bidrar med system och tjänster som underlättar för kunden.

Det är därutöver viktigt att roller, ansvar och regler är tydliga och att åtgärderna i första hand ska ge långsiktiga effekter.

Tabell 7 visar en sammanställning över föreslagna åtgärder som potentiellt kan bidra till ökad efterfrågefleksibilitet. De föreslagna åtgärderna beskrivs i mer detalj längre fram i detta avsnitt.

Förutom våra föreslagna åtgärder i Tabell 7 så är funktionskraven på smarta elmätare som gäller ett öppet standardiserat gränssnitt av särskild vikt för att främja efterfrågefleksibiliteten. Öppet standardiserat gränssnitt föreslås inte eftersom det redan föreslagits i funktionskraven för smarta elmätare (Ei, 2015c).

Tabell 7. Aktiviteter, hinder och åtgärder för att stimulera efterfrågeflexibilitet från ett kundperspektiv

Aktiviteter	Hinder eller bristande drivkrafter	Åtgärder
Skapa intresserade kunder genom kundanpassad information och effektiv återkoppling	Brist på information om efterfrågeflexibilitet till samtliga kundsegment	Kundanpassad information om efterfrågeflexibilitet (informationskampanj och webbportal) Krav på löpande information från elhandlare till kund angående efterfrågeflexibilitet
Kartlägg potentialen för efterfrågeflexibilitet	Informationsunderskott om potentialen för efterfrågeflexibilitet bland fastighetsägare och företag	Inkludera flexibilitetspotentialen i energideklarationen Informera om efterfrågeflexibilitet inför energikartläggningen i stora företag Informera om efterfrågeflexibilitet vid stöd till energikartläggning i små och medelstora företag
Tillgång till mätdata och information om egen flexibilitetspotential	Vissa kunder saknar mätdata per timme över sin elanvändning Svårt för aktörer att utforma efterfrågetjänster om mätdata för elanvändning per timme saknas Aktörer saknar information om kundens flexibilitetspotential	Timmätning och tillgång till timvärden för samtliga kunder ⁴⁸ Frivillig inrapportering av flexibilitetspotential till tjänsthubben
Enkelt för kund att jämföra och utvärdera erbjudanden	Kunden har svårt att samlat jämföra erbjudanden för elhandel och tariffer för att förstå den totala besparingspotentialen Svårt för andra aktörer som vill utveckla jämförelseverktyg att få den informationen de behöver på ett bra format	Inkludera timprisavtal och nättariffer i Elpriskollen Utveckla Elpriskollen till ett simuleringsverktyg där kunden kan få information om uppskattad besparing av att använda sin flexibilitetspotential Ei bör underlätta åtkomst för andra aktörer till data från t.ex. Elpriskollen och uppgifter om tariffer

Källa: Ei

Kundanpassad information om efterfrågeflexibilitet

Av artikel 18 i energieffektiviseringsdirektivet framgår att medlemsstaterna ska främja energitjänstemarknaden och små- och medelstora företags tillgång till denna marknad genom att exempelvis sprida tydlig och lättillgänglig information.

Ei föreslår två åtgärder i form av informationsinsatser; dels informationskampanjer, dels permanent tillgänglig information till kunderna och andra aktörer. Vi menar att en kombination av dessa två insatser kan höja medvetenheten om efterfrågeflexibilitet på både kort och lång sikt och skapa förutsättningar för aktörer att erbjuda kunder avtal inom efterfrågeflexibilitet.

När det gäller att sprida information om efterfrågeflexibilitet anser Ei att de upparbetade kanaler för energieffektivisering kan användas. Dessutom är Forumet

⁴⁸ Framtagande av processer i tjänsthubben som värnar kundens integritet och dataskydd är viktiga för denna åtgärd.

för smarta elnät⁴⁹ är en viktig kanal för kunskapsspridning om efterfrågefleksibilitet.

De aktörer som Ei har varit i kontakt med har överlag varit positiva till att det genomförs kunskapshöjande insatser om efterfrågefleksibilitet till olika kundsegment. Många tar upp information som en viktig åtgärd för efterfrågefleksibilitet då kunskapsnivån inom området är låg och marknaden beskrivs som omogen. Information från en oberoende part lyfts fram som positivt för att skapa förtroende för tjänster inom efterfrågefleksibilitetsområdet.

Informationskampanj om efterfrågefleksibilitet och energieffektivisering

Ei föreslår en större informationskampanj som riktas till olika kundsegment när övriga delar av vårt åtgärds paket för ökad efterfrågefleksibilitet kommit igång. För att kunderna ska kunna få bra information föreslås flera informationsinsatser som riktar sig till kunderna men även till andra aktörer. När kunden står inför ett investeringsbeslut när det gäller uppvärmningsform och liknande är det viktigt att den yrkesgrupp som kunden kommer i kontakt med kan ge kunden så korrekt information som möjligt. Korrekt information som sedan kan leda till ett bra beslut när det gäller energieffektivisering och efterfrågefleksibilitet.

Syftet med informationskampanjen är att väcka kundens och andra aktörers intresse för efterfrågefleksibilitet. Informationskampanjen bör genomföras i samarbete med de aktörer som på något sätt kommer i kontakt med kunder rörande efterfrågefleksibilitet och vars information behöver spridas. Inspiration kan hämtas från organisationer som är vana att kommunicera med slutkunder så som exempelvis konsumentverket och konsumenternas energimarknadsbyrå.

Det finns ett mervärde i att ha en gemensam informationskampanj för både energieffektivisering och efterfrågefleksibilitet eftersom kundens möjligheter att påverka sin elkostnad då kommer i fokus. Det finns även många upparbetade kanaler för att informera om energieffektivisering som skulle kunna vidgas till att även omfatta efterfrågefleksibilitet. Några av dessa är de kommunala energicoacherna som ska stötta små och medelstora företag fram till år 2019, energikartläggning i stora företag och energideklaration i fastigheter. Mer om energikartläggning och energideklaration längre fram i detta avsnitt.

I Ei:s uppdrag ingår redan idag att främja efterfrågefleksibilitet på elmarknaden. Det saknas dock särskild finansiering för detta område. Den föreslagna informationsinsatsen är också större än vad som ryms inom det normala uppdraget. Det kommer därför att kräva extra resurser för att genomföra en sådan kampanj.

Kundanpassad information via en webbportal

Det är viktigt att de olika kundkategorierna enkelt kan hitta information om hur de kan påverka sin elkostnad. På den hearing som Ei genomförde inom ramen för detta uppdrag lyfte Ei fram att elhandlaren skulle sprida information till kunder om efterfrågefleksibilitet. Bakgrunden till detta är att kundens huvudsakliga

⁴⁹ I december 2015 beslutade regeringen att tillsätta ett forum för smarta elnät. Syftet med forumet var att följa upp den handlingsplan för smarta elnät som samordningsrådet för smarta elnät tagit fram.

kontaktpunkt kommer att vara elhandlaren i den elhandlarcentriska modellen. Flera aktörer var dock tveksamma till om elhandlarna borde ha ett sådant informationsansvar och om de var den mest lämpade aktören att hålla i informationen. Ei föreslår därför en oberoende informationsportal där information från flera aktörer kan samlas och riktas mot de olika kundkategorierna.

Kunden bör kunna hitta samlad information både om energieffektivisering och efterfrågefleksibilitet på en gemensam webbportal (energiportalen).

Energiportalen skulle kunna byggas upp på ett liknande sätt som Konsumentverkets portal Hallå konsument⁵⁰. Syftet med energiportalen, att sammanföra information från flera olika myndigheter för att göra det enklare för kunden, är det samma som syftet med Hallå konsument. Preliminära slutsatser i Utvärdering av Hallå konsument (Konsumentverket, 2016b) visar exempelvis att Hallå konsument haft positiva effekter på konsumenternas medvetenhet och rättigheter och villkor vid större köp och att upplysningstjänsten har ökat samhällets sammanlagda service inom konsumentvägledningen. Ei anser att flera av de nyttor som lyfts fram med Hallå konsument skulle kunna ge motsvarande nyttor för aktörer på elmarknaden.

Energiportalen ska länka vidare till andra aktörers mer detaljerade information om efterfrågefleksibilitet. Ei har identifierat att elnätsföretagen samt myndigheterna Svenska kraftnät, Boverket och Energimyndigheten är aktörer med betydelsefull information i detta sammanhang. Informationsansvaret bör konkretiseras i form av uppdrag i regleringsbrev eller instruktion till berörda myndigheter och ett krav på elnätsföretagen att förbättra informationen.

Ei bör ges ett samordningsansvar, att tillsammans med Energimyndigheten, utveckla energiportalen med information om efterfrågefleksibilitet och energieffektivisering. Energimyndigheten har redan en informationssida till kunden om energieffektivisering⁵¹ och hjälpverktyget Energikalkyl där till kunden kan få förslag på åtgärder för energieffektivisering. Ei har ett uttalat ansvar enligt instruktionen från regeringen att främja efterfrågefleksibilitet på elmarknaden och det kommer att krävas en stor förflyttning inom detta område. Energiportalen ska ge anpassad information om energieffektivisering och efterfrågefleksibilitet till kunder och andra aktörer samt länka vidare till mer information inom dessa områden.

Information om efterfrågefleksibilitet på dagen före-marknaden

Ei bör ansvara för information om hur olika kundsegment kan tjäna på att vara aktiva på dagen före-marknaden. Ei är redan idag den myndighet som övervakar marknaderna för handel med el.

⁵⁰ <http://www.hallakonsument.se>

⁵¹ <http://www.energimyndigheten.se/energiaktiv>

Information om vad fastighetsägare kan göra inom området efterfrågefleksibilitet
Boverket bör ansvara för information om vad fastighetsägare kan göra inom området energieffektivisering och efterfrågefleksibilitet. I Danmark har den danska motsvarigheten till Boverket skapat en informationsportal riktad till kunder där kunden kan få råd om el, värme och energieffektiva lösningar.⁵²

Information om hur kunder kan bidra till frekvensreglering och effektreserven
Svenska kraftnät bör ansvara för information om hur olika flexibilitetsresurser kan bidra till effektreserven och frekvensregleringen genom att agera på balansmarknaderna. Redan idag finns en informationssida hos Svenska kraftnät⁵³ där det finns information om förutsättningen för efterfrågefleksibilitet på de olika marknaderna och denna bör energiportalen för efterfrågefleksibilitet hänvisa till. Informationen från Svenska kraftnät riktar sig främst till balansansvariga och större kunder som kan bidra till effektreserven eller delta på balansmarknaden.

Information om vad företag kan göra inom området efterfrågefleksibilitet
Energimyndigheten ansvarar för regelverket avseende energikartläggning i stora företag och ger även stöd till små och medelstora företag för att stötta företagen i arbetet med att effektivisera sin energianvändning. Stödet till små- och medelstora företag finansieras genom Europeiska regionala utvecklingsfonden⁵⁴. Energimyndigheten bör informera om vad företag kan göra inom området efterfrågefleksibilitet.

Information om kundernas möjlighet att påverka elnätskostnaden genom efterfrågefleksibilitet
Elnätsföretagen bör ges ett utökat ansvar för att informera kunderna om hur de kan agera för att påverka sin elnätskostnad genom tariffer och laststyrning. I en elhandlarcentrisk modell kan informationen behöva gå via elhandlaren, men det är trots allt elnätsföretaget som behöver ta fram underlag till informationen. En åtgärd kring utökat informationsansvar för nätägaren presenteras i kapitel 5 (elnät).

Krav på löpande information från elhandlare till kund angående efterfrågefleksibilitet

Elhandlare bör ges ett utökat ansvar för information på fakturan där information om energiportalen bör ingå samt information om kundens egen flexibilitetspotential i de fall den rapporterats in till tjänsthubben (mer om den åtgärden längre ner). Denna åtgärd föreslås genomföras när Ei får föreskriftsrätt gällande information på fakturan enligt föreslagen ändring⁵⁵ i 8 kap. 17 § ellagen.

Visserligen kan det antas att inte alla kunder läser allt på fakturan och detta har också framhållits av vissa intressenter under arbetet med uppdraget. Ei anser däremot att de kunder som verkligen läser fakturan får antas vara de som bryr sig om sin elkostnad. Dessa kunder är också den främsta målgruppen för

⁵² <http://sparenergi.dk/>

⁵³ <http://www.svk.se/aktorsportalen/elmarknad/reserver/forbrukning-som-reservkraft/>

⁵⁴ <http://www.energimyndigheten.se/nrp/om-satsningen/>

⁵⁵ Prop 2016/17:13

energiportalen. Genom en elhandlarcentrisk modell kommer kunden att enbart få en faktura som innefattar både kostnaderna för elhandel och elnät.

Inkludera potentialen för efterfrågeflexibilitet i energideklarationen

Ei föreslår att regeringen ger Boverket i uppdrag att se över möjligheten att inkludera efterfrågeflexibilitetspotentialen i energideklarationen. Ei bör bidra till detta arbete. Syftet med att inkludera efterfrågeflexibilitet i energideklarationerna är att kunderna ska få hjälp att identifiera vilken flexibilitetspotential som finns i fastigheten och i dess energianvändning. Energideklarationen innehåller redan idag råd om hur boende och fastighetsägare kan påverka sin energiförbrukning. Den innehåller även uppgifter om uppvärmningsform och mikroproduktion. Att inkludera flexibilitetspotentialen skulle komplettera dessa råd på ett bra sätt och bidra till att energin används effektivt. De uppgifter som skulle kunna ingå redovisas i Tabell 8.

Tabell 8. Uppgifter som rör flexibilitetspotentialen i fastigheten

Uppgifter som rör flexibilitetspotentialen	Information som skulle kunna rapporteras in till tjänstehubben
Uppvärmning	Uppvärmningsform Tillgång till styrutrustning eller inte Kapacitet i kW
Tillgång till alternativa uppvärmningsalternativ	Ja/nej Antal timmar som den alternativa uppvärmningskällan kan användas
Egenproducerad el	Ja/nej Kapacitet i kW
Lager hos kunden	Ja/nej Kapacitet i kW
Styrbar elanvändning utöver ovan	

Källa: Ei

Syftet med energideklarationen är att främja en effektiv energianvändning och en god inomhusmiljö i byggnader genom en typ av klassificering av byggnaden. Bakgrunden till regelverket som gäller för energideklarationen är främst energiprestandadirektivet (2010/31/EU). Energideklarationerna regleras i lag (2006:985) om energideklaration för byggnader, förordning (2006:1592) om energideklaration för byggnader, Boverkets föreskrifter och allmänna råd (2007:4) om energideklaration för byggnader samt Boverkets föreskrifter och allmänna råd (2007:5) för certifiering av energiexpert. Boverket ansvarar för att ta fram föreskrifter om energideklarationer och har tillsyn över att energideklarationerna upprättas, överlämnas och visas enligt bestämmelserna. Boverket ansvarar även för ett register över alla energideklarationer och utövar tillsyn över att de energiexperter som upprättar energideklarationerna är oberoende.

Sedan 2009 ska nya byggnader och byggnader som säljs ha en energideklaration. Energideklarationen ger information om byggnadens energianvändning,

energiprestanda⁵⁶, och är bland annat till för den som ska köpa eller hyra en bostad. Energideklarationen görs av en oberoende expert på uppdrag av ägaren och är giltig i tio år. För att underlätta jämförelser mellan olika byggnader finns sedan den 1 januari 2014 ett system med klassning av energiprestandan.

Många aktörer, varav de flesta fastighetsägare, har uttryckt oro över den administrativa börda som förslaget att inkludera flexibilitetspotentialen i energideklarationerna skulle kunna innebära. De som varit mest kritiska är de stora fastighetsägarna som själva har kunskap när det gäller energifrågor. Ett alternativ till att en certifierad energiexpert gör deklarationen är att fastighetsägaren har ett energiledningssystem som kan säkerställa en liknande nivå av bedömning. Detta förfarande tillämpas när det gäller energikartläggning i stora företag och skulle kunna vara tillämpligt för större företag eller fastighetsägare. Detta innebär att de flesta kunderna (särskilt hushåll) i framtiden får förslag till åtgärder av en certifierad energiexpert medan större företag eller fastighetsägare använder ett energiledningssystem.

Ei har varit i kontakt med Boverket under 2016 för att diskutera ett eventuellt införande av flexibilitetspotential i energideklarationen. Boverket har ställt sig positiva till en utveckling av energideklarationen. De lyfte bland annat fram Danmarks lösning där en portal skapats för den rådgivande delen samtidigt som själva energideklarationen renodlats till att vara just en klassificering. Inom paketet *Ren energi för alla i Europa* som EU-kommissionen presenterade i november 2016 ingår även ett förslag på revidering av både energiprestandadirektivet och energieffektiviseringsdirektivet som ligger till grund för energideklarationen.

Efterfrågefleksibilitet i energikartläggningen

Enligt lagen om energikartläggning i stora företag ska stora företag göra energikartläggningar minst vart fjärde år för att svara på hur mycket energi som årligen tillförs och används för att driva verksamheten. Energikartläggningen ska även ge förslag på kostnadseffektiva åtgärder som kan vidtas för att minska energianvändningen och öka energieffektiviteten.

Lagen omfattar cirka 1 400 företag och drygt hälften av Sveriges energianvändning. Energikartläggningen kan utföras av certifierade energikartläggare eller genom ett certifierat ledningssystem som företaget själv genomför. Energikartläggningen ska resultera i en rapport (som dokumenteras hos företaget) och en översiktlig inrapportering till Energimyndigheten. Rapportering ska ske under 2017 och sedan vart fjärde år.

Certifieringen av energikartläggare och certifieringen av ledningssystem som innehåller krav på energikartläggning enligt lagstiftningen säkerställer att kompetenskraven för att genomföra energikartläggningen är uppfyllda. Kompetenskraven finns fastställda i Energimyndighetens föreskrifter om energikartläggning i stora företag. Bland annat ställs krav på att ha kunskap om

⁵⁶ Energiprestanda är ett mått på hur mycket energi som går åt till uppvärmning, komfortkyla, tappvarmvatten och för byggnadens fastighetsel. All energi som används för detta under ett helt år läggs ihop och divideras med husets uppvärmda yta. Man får då antalet kilowattimmar (kWh) som förbrukas per kvadratmeter (m²).

energisystemets och energimarknadernas uppbyggnad samt ingående delar i tillräcklig utsträckning för att bedöma hur det kan påverka företags energianvändning och de identifierade kostnadseffektiva åtgärderna. Energimyndigheten har förtydligat detta kompetenskrav och det innebär bland annat att personen eller personerna som genomför energikartläggningen ska ha

- Kunskap om variation över tiden i elpris och möjligheter till laststyrning
- Kännedom om olika sätt att styra utrustning för att fördela effekt eller dra nytta av perioder med låga priser

Den informationsinsats mot stora elanvändare som redan påbörjats av Energimyndigheten behöver utökas till att också omfatta information om att åtgärder för resurseffektivitet kan göras genom efterfrågefleksibilitet och hur detta går till.

Små och medelstora företag omfattas inte av lagen men kan söka ekonomiskt stöd för att göra en energikartläggning. För att ett företag ska ha rätt till stödet ställer Energimyndigheten vissa krav på vad en energikartläggning ska innehålla och hur denna ska redovisas. Det skulle vara positivt om en sådan kartläggning också innehöll uppgifter om efterfrågefleksibilitetspotential så att också små och medelstora företag blir medvetna om denna potential.

Energimyndigheten och Ei har under arbetets gång träffats och diskuterat hur energikartläggning i stora företag kan användas för att även främja efterfrågefleksibilitet. För det fortsatta arbetet är det viktigt att ta fram ett bra informationsunderlag, vilket bör ske i samarbete mellan Energimyndigheten och Ei.

Timmätning och tillgång till timvärden för samtliga kunder

Ei föreslår att timmätning blir obligatoriskt för samtliga kunder⁵⁷ och att historisk mätdata per timme lagras i tjänstehubben. Kunden kan sedan få tillgång till mätdata via sin elhandlare eller välja att dela med sig av sina mätdata till andra aktörer som vill erbjuda någon typ av energitjänst.

Enligt ellagen måste nätföretagen ha timmätning med dygnsvis avräkning för kunder med ett anslutningsabonnemang över 63 ampere. Ei gör bedömningen att alla kunder oavsett storlek på säkringsabonnemang eller typ av elhandelsavtal behöver tillgång till mätdata med åtminstone timvärden som underlag för att kunna fatta beslut om efterfrågefleksibilitet. Denna bedömning motiveras av att en stor del av potentialen för efterfrågefleksibilitet finns i kundsegmentet småhus med elvärme som har ett säkringsabonnemang under 63 ampere (se Tabell 2 avsnitt 2.3).

Timmätning är en förutsättning för flera av åtgärderna vi identifierat för ökad efterfrågefleksibilitet. Information om mätdata per timme är nödvändigt för att kunder ska ha incitament att påverka sin elanvändning i syfte att minska sin elkostnad. Att förbrukningen mäts per timme är också en förutsättning för

⁵⁷ Elkunder i nät som inte kräver koncession, så kallade icke koncessionspliktiga nät, och som inte har ett eget elnätssabonnemang omfattas inte av detta förslag.

laststyrning. För aktörer såsom energitjänsteföretag, och aggregatorer är historisk mätdata per timme nödvändig information för att det ska vara möjligt att utforma attraktiva kunderbudanden där nyttor och kostnader av efterfrågefleksibilitet kan uppskattas för den specifika kunden.

Lagradsremissen *Funktionskrav på elmätare* skickades till lagrådet den 24 november 2016. Ett av de föreslagna funktionskraven är att mätsystemet ska registrera mätvärden med en frekvens på 60 minuter och kunna ställas om till en frekvens på 15 minuter. Funktionskravet möjliggör att alla kunder ska kunna timmätas.

Samordningsrådet för smarta elnät föreslog i sin handlingsplan att alla kunder ska ha rätt till timmätvärden vid förfrågan, utan kostnad eller krav på timprisavtal (SOU, 2014). Samordningsrådet har genom en kostnads- och nyttoanalys visat att nyttorna är större än kostnaderna.

Lagradsremissen *Funktionskrav på elmätare* föreslår i enlighet med samordningsrådets förslag att kunder, redan från juli 2017, ska ges tillgång till timmätning. I 3 kap 11 § föreslås att det inte ska få debiteras merkostnader för kunder som ingått ett avtal om leverans av el som förutsätter att mängden överförd el ska mätas per timme, eller kunder som begärt att nätkoncessionshavaren ska lämna information som visar elanvändarens förbrukning per timme. Den delen om att kunder som begär information ska få denna utan tillkommande kostnad är ny.

Ei har tidigare föreslagit timmätning för alla kunder med en förbrukning på minst 8 000 kWh (Ei, 2010b). Mot bakgrund av att information om timvärden är centralt för att främja efterfrågefleksibilitet samt att teknikutvecklingen lett till minskade kostnader för mätsystem gör Ei nu bedömningen att det är motiverat med timmätning för alla om det genomförs i samband med byte av elmätare.

Flertalet av aktörerna som Ei kommit i kontakt med inom ramen för projektet är positiva till att det införs krav på timmätning för samtliga kunder om det samordnas med att befintlig mätutrustning byts ut. Inom ramen för Svenska kraftnäts regeringsuppdrag om utformningen av tjänsthubben analyseras i vilken omfattning historiska mätdata bör lagras i hubben. Ei anser att i alla fall tre år av historiska timvärden bör finnas tillgängliga för kunden eller tredje part på kundens begäran, vilket är antalet år som i nuläget gäller för mätdata om historisk förbrukning i mätföreskriften⁵⁸.

Vi föreslår att åtgärden genomförs genom en ändring i 3 kap. 10 § och 11 § ellagen efter att funktionskraven beslutats i förordning. Funktionskraven innebär att funktionerna behöver finnas men de innebär inte ett krav på att de ska användas. Den ändring som föreslås i 3 kap. 10 § och 11 § innebär att det undantag som medgav månadsmätning och schablonavräkning för vissa kunder tas bort. Både mätförordning och mätföreskrifter kommer att behöva ändras till följd av funktionskraven vilket gör att den föreslagna ändringen i ellagen behöver ske efter att reglerna för funktionskraven finns på plats.

⁵⁸ 11 kap. 1 § EIFS 2014:7

När det gäller att definiera vid vilken tidpunkt utrustning för att kunna uppfylla funktionskravet finns på plats är det viktigt att det i mätförordningen definieras när utrustning ska anses finnas på plats eftersom det är då som reglerna i 3 kap. 10 § och 11 § planeras träda ikraft.

3 kap 10 § Den som har nätkoncession är skyldig att utföra mätning av mängden överförd el och dess fördelning över tiden.

Det åligger nätkoncessionshavaren att rapportera resultaten av de mätningar och beräkningar som nämns i första stycket.

Närmare föreskrifter om angivna skyldigheter meddelas av regeringen eller den myndighet som regeringen bestämmer.

3 kap 11 § En elanvändare som begär att elförbrukningen ska mätas på annat sätt än enligt de föreskrifter som meddelats med stöd av 10 § ska av nätkoncessionshavaren debiteras merkostnaden för denna mätning och för rapporteringen av resultaten av dessa mätningar. Om mätningen av elanvändarens förbrukning därvid kräver en annan mätutrustning än vid mätning enligt de nämnda föreskrifterna ska elanvändaren debiteras kostnaden för mätaren med tillhörande insamlingsutrustning och för dess installation i uttagspunkten.

Andra kostnader för mätning än de som nu nämnts får inte debiteras enskilda elanvändare.

Twister i frågor som avses i första eller andra stycket prövas av nätmyndigheten. En tvist prövas dock inte om det visas att ansökan om prövning kommit in till nätmyndigheten senare än två år efter det att nätkoncessionshavaren sänt ett skriftligt ställningstagande till berörd part under dennes senaste kända adress.

Frivillig inrapportering av flexibilitetspotential till tjänstehubben

Få kunder känner idag till begreppet efterfrågefleksibilitet och ännu färre vet hur stor deras flexibilitetspotential är. Det är viktigt att kunderna får kunskap om den egna flexibilitetspotentialen för att veta om de har någon flexibilitet att erbjuda.

För att synliggöra tillgänglig flexibilitet för tredje part och för att underlätta att kunden känner till tillgänglig flexibilitet kan det vara en fördel att samla all informationen om flexibilitetspotentialen på ett ställe. Eftersom en av förutsättningarna i detta arbete varit frivillig flexibilitet föreslår vi en frivillig rapportering av flexibilitetspotentialen till hubben. Rapporteringen kan göras av kunden själv, antingen direkt till tjänstehubben, eller via elhandlaren beroende på vilken typ av funktionalitet hubben kommer att få.

För att tredje part ska kunna veta om det finns möjlighet att erbjuda flexibilitetstjänster till kunden behöver informationen finnas tillgänglig med en relativt enkel åtkomst. Förutsättningen är att kunden lämnat tillåtelse till aktören att se och få tillgång till informationen.

Eftersom tjänstehubben är den plats dit de konkurrensutsatta aktörerna ska vända sig för att få information om kunders elförbrukning är det lämpligt att även uppgifter om potentiell efterfrågefleksibilitet finns där. Detta skulle innebära en enda kontaktpunkt för energitjänster, handel och annat. Trots att rapporteringen är frivillig bör kunden själv få välja om uppgifterna ska vara dolda eller om de ska

vara synliga för andra parter. På så vis kan kunden visa när den är öppen för förslag från tjänsteföretag eller "stänga butiken" när man inte längre vill ha hjälp från någon aktör med att hitta attraktiva erbjudanden.

De uppgifter som Ei anser som intressanta underlag för bedömning av flexibilitetspotentialen för hushållskunder och mindre till mellanstora företagskunder visas i Tabell 9.

Tabell 9. Uppgifter som rör flexibilitetspotentialen

Uppgifter som rör flexibilitetspotentialen	Information som skulle kunna rapporteras in till tjänstehubben
Uppvärmning	Uppvärmningsform Tillgång till styrutrustning eller inte Kapacitet i kW
Tillgång till alternativa uppvärmningsalternativ	Ja/nej Antal timmar som den alternativa uppvärmningskällan kan användas
Egenproducerad el	Ja/nej Kapacitet i kW
Lager hos kunden	Ja/nej Kapacitet i kW
Elbilsladdning	Ja/nej Antal bilar (aktuellt framförallt för företag som kan ha företagsbilar)
Styrbar elanvändning utöver ovan	

Källa: Ei

Många aktörer är positiva till att efterfrågefleksibilitet rapporteras till tjänstehubben och ser det som en förutsättning för att energitjänsteföretag ska kunna göra bedömningar av vilken potential kunderna har för olika marknadslösningar eller systemtjänster. Flera kundföreträdare argumenterar för frivillig rapportering medan andra argumenterar för att det måste vara en obligatorisk inrapportering för att det ska bli ett användbart register. Andra aktörer poängterar att om ett stödsystem för flexibilitet införs så bör det vara obligatorisk inrapportering av flexibilitetspotentialen för de som tar emot flexibilitetsstödet.

Svensk Solenergi lyfter fram att det vore olyckligt att göra samma misstag som på solcellsmarknaden där det fortfarande saknas en nationell databas, vilket försvårar för statistikinsamlingen och gör det omöjligt att prognostisera var och när solcellsanläggningar kommer att producera el.

En synpunkt som framkommit är att det kan bli svårt att bestämma nivån för vad som ska rapporteras in till tjänstehubben och vem som ska bära ansvaret för att detta sker. Flera aktörer lyfter även fram att det kan bli en utmaning att definiera hur och när flexibilitetspotentialen kan realiseras. Flexibilitetspotentialen kommer inte finnas tillgänglig alla dagar och timmar på året. Genom att aktörer såsom aggregatorer via hubben kan få kännedom om bakomliggande flexibilitetsresurser till flexibilitetspotentialen från hubben så bedömer Ei att det vore möjligt för aktören att ta fram typkurvor för varje typ av flexibilitetsresurs och på så sätt få ett mått på tillgängligheten av potentialen.

Givet de åtgärder vi föreslår när det gäller energideklaration och energikartläggning bör de uppgifter som ska rapporteras in till tjänsthubben rörande flexibilitetspotentialen tas fram i samarbete mellan Ei, Boverket, Energimyndigheten och Svenska kraftnät (som innehavare av tjänsthubben). Det är viktigt att system för att ta emot uppgifter sätts upp på ett välfungerande sätt för alla dessa aktörer. Det är kunderna eller elhandlaren som kommer rapportera in efterfrågefleksibilitetspotentialen till tjänsthubben, och det kommer att vara frivilligt att rapportera. Kartläggningen av flexibilitetspotentialen genom energideklaration och energikartläggning behöver dock utgöra ett bra underlag för kunder som vill rapportera in sin potential. Det är därför viktigt att uppgifterna om flexibilitetspotentialen som kartläggs i energikartläggningen och energideklarationen är desamma eller en delmängd av de uppgifter som kan inrapporteras till hubben för att underlätta för kunderna och för tredjepartsaktörer som ska nyttja informationen. Att rapportera till tjänsthubben är alltså frivilligt men om det görs ska det göras enligt ett särskilt format, exempelvis enligt Tabell 9.

Eftersom det är många olika aktörer inblandade både i inrapporteringen och i att ta fram vägledning för inrapporteringen skulle det vara lämpligt med ett regeringsuppdrag där Boverket, Energimyndigheten, Svenska kraftnät och Ei får arbeta tillsammans för att ta fram format för inrapportering.

Åtgärder kopplade till Elpriskollen för att främja efterfrågefleksibilitet

Ei har identifierat fyra åtgärder som berör Elpriskollen som vi presenterar nedan. Elpriskollen är en plattform att nå kunder. Under 2015 hade Elpriskollen cirka 63 500 besök. Dessa åtgärder syftar till att det ska vara enkelt för kunden att förstå och jämföra erbjudanden. Kunder ska kunna länkas vidare till Elpriskollen från energiportalen om kunden vill ha hjälp med att jämföra olika erbjudande om nättariffer och elhandelsavtal. Därmed förväntas antalet besökare på Elpriskollen öka.

I - Elpriskollen bör även ha information om tillgängliga nättariffer

Det är viktigt att kunden kan få en samlad bild av hur den kan spara pengar på efterfrågefleksibilitet. Det handlar om att öka kundens kunskap om den totala kostnaden för el och vilken del av kostnaden kunden kan påverka. Om det blir så att nätägare i allt större utsträckning erbjuder flexibla nättariffer blir det viktigt att kunden får information om hur ändringen påverkar den totala kostnaden för el.

En förutsättning för att genomföra åtgärden är att nätägarna åläggs ett motsvarande rapporteringskrav till Elpriskollen som elhandlarna har idag. Av 8 kap. 11 b § ellagen framgår att en elleverantör ska lämna uppgift till nätmyndigheten om de priser och leveransvillkor som elleverantören tillämpar för leverans av el till elanvändare. Vårt förslag är att ellagen kompletteras med en bestämmelse om att även elnätsföretag ska lämna uppgifter om priser och villkor till Ei i syfte att användas för information till kund.

Flera aktörer är positiva till åtgärden. Många lyfter fram att den totala elkostnaden är viktig för kunden och att det är viktigt med ett verktyg som visar den samlade effekten av val av nättariff och elhandelspris.

Flera aktörer föreslår att informationen om nättariffer bör finnas tillgänglig i hubben, och borde tillgängliggöras för kunden via elhandlarens webb-gränssnitt. Om Elpriskollen ska visa även nättariffer bör dessa hämtas från hubben för att undvika dubbelrapportering för nätföretagen. Svenska kraftnät anser däremot att simuleringen av elkostnaden för olika aktörer som har erbjudanden till elkunder bör ske via Elpriskollen och inte via hubben, då den inte är lämplig för sådana funktioner. Mätvärden kan däremot hämtas från hubben.

Eftersom en inrapportering av nättariffer kan bli administrativt tungt om alltför många olika varianter av tariffer förekommer vore det effektivt om detta arbete skedde efter att Ei har beslutat föreskrifter om hur nättarifferna ska formuleras.

Ei väljer att ändra regelverket så att uppgifter om tariffer kan begäras in till Ei för att användas i Elpriskollen. På längre sikt är det dock mer effektivt att uppgifterna finns i tjänstehubben och att Ei får uppgifterna därifrån för att undvika dubbelrapportering. Om tiden fram till tjänstehubbens implementering blir kort efter att föreskrifter för tariffer är beslutade görs troligtvis ingen inrapportering direkt till Ei. Regelverket behöver dock finnas på plats för att Ei ska kunna begära in uppgifterna även om det inte är direkt från nätbolaget utan via tjänstehubben. Den nya paragrafen förslås enligt följande.

3 kap 24 § *En nätkoncessionshavare ska till nätmyndigheten lämna uppgift om sina nättariffer för överföring av el.*

Regeringen eller, efter regeringens bemyndigande, nätmyndigheten får meddela närmare föreskrifter om nätkoncessionshavare skyldigheter enligt första stycket.

II - Elpriskollens krav på rapportering ska även omfatta timprisavtal

Den hushållskund som vill vara flexibel i sin elanvändning kan idag inte jämföra timprisavtal på Elpriskollen. Detta är en stor brist. Timprisavtal är en viktig förutsättning för vissa typer av flexibilitet och det är därför viktigt att kunderna på ett bra sätt kan jämföra olika alternativ.

Många aktörer är positiva till åtgärden men framhäver att det finns en del utmaningar att visa timpriser till kunden. Svenska kraftnät framhåller att Elpriskollen bör redovisa elhandlarnas prispåslag på timpriset på spotmarknaden och att genomsnittspriser är ointressanta såvida inte Elpriskollen presenterar en simulering med elkundens timmätvärden (som kan hämtas från hubben).

Det kommer att bli en utmaning att på ett pedagogiskt sätt presentera kostnaden för timprisavtal för kunden utan att "lova" det pris som anges. Denna problematik finns dock redan idag för avtalen om rörligt pris så kunden är redan relativt van vid att förhålla sig till historiska uppgifter som en indikation på framtida pris. Erfarenheter kan också hämtas från Norge som har vidareutvecklat motsvarande prisjämförelseverktyg⁵⁹ där även timprisavtal tas med i jämförelserna. Åtgärden kräver kompletteringar av Ei:s föreskrifter⁶⁰.

⁵⁹ Strømpris.no

⁶⁰ Ändring i 3 § i Ei:s föreskrifter och allmänna råd (EIFS 2013:7) om elleverantörers skyldighet att lämna uppgift om priser och leveransvillkor som tillämpas mot elanvändare.

III - Simuleringsverktyg i Elpriskollen

För att kunderna ska kunna jämföra olika alternativ som energitjänsteföretag erbjuder vore det bra om Elpriskollen kunde fungera som ett simuleringsverktyg. I simuleringsverktyget hämtar kunden hem uppgifter från tjänstehubben när det gäller historisk förbrukning och vilken flexibilitetspotential som finns (och som kunden själv rapporterat in där). Dessa uppgifter kan sedan användas för att se hur en ny tariff eller annat erbjudande om ersättning för till exempel laststyrning skulle påverka kundens elkostnad utifrån den förbrukningsprofil kunden har.

Åtgärden bygger på att samtliga uppgifter som kunderna behöver ska finnas tillgängliga i simuleringsverktyget. Nätavgifter och timspriser är därför en förutsättning tillsammans med den flexibilitetspotential som kunden rapporterat in till tjänstehubben.

Eftersom tjänstehubben inte finns på plats ännu kan det komma att dröja innan denna åtgärd genomförs. Diskussioner har dock inletts med Svenska kraftnät för att underlätta ett genomförande av att ta fram ett simuleringsverktyg.

III - Åtkomst för andra aktörer till Ei:s data för att underlätta utvecklingen av smarta tjänster

För att stimulera aktivitet på elmarknaden behöver kunderna enkelt hitta information om sin elförbrukning och besparingspotential. Företag som vill utveckla funktioner vilka gör det enklare för kunden att jämföra avtal bör därför på ett enkelt sätt få tillgång till den information som rapporteras in till Ei, bland annat till Elpriskollen. Åtkomst kan ske genom tillgång till databaser som Ei ansvarar för via ett särskilt gränssnitt eller genom manuell hantering. En del uppgifter som elhandlaren rapporterar omfattas dock av sekretess så som villkor för avtal som börjar gälla i framtiden och bör därför inte göras tillgänglig.

Enklare åtkomst till data skulle göra att fler aktörer och tjänsteföretag kan hjälpa kunderna att fatta välinformerade beslut och paketera attraktiva produkter till kundens nytta. Aktörerna är överlag positiva till åtgärden. Flera aktörer lyfter dock sambandet med tjänstehubben och att hubben bör utformas så att den är tillräcklig för att säkerställa tillgång till viktig basdata för marknadens aktörer. Överlappande strukturer bör undvikas. Ei ska arbeta för att de system som används för Elpriskollen anpassas till att kunna dela data med andra aktörer på ett enkelt sätt.

Det krävs inga ändringar i regelverk för att den information som lämnas in till Ei ska kunna lämnas vidare. Vissa investeringar i utveckling av systemet för Elpriskollen krävs dock. Utöver detta ses inga större kostnader för åtgärden och nyttan är främst att fler aktörer kan agera gentemot kund och paketera bra lösningar.

4 Åtgärder inom elmarknadsområdet

Grossistmarknaden är den marknadsplats där el handlas mellan producenter, elhandlare och stora elkunder. Grossistmarknaden är en nordisk marknad uppdelad i flera marknader som följer tidsmässigt på varandra. I det här kapitlet identifierar vi hinder, möjligheter och åtgärder för ökad efterfrågefleksibilitet som finns på dagen före-marknaden, intradagsmarknaden och balansmarknaden. De aktörer som är centrala i kapitlet är elhandlare, balansansvariga, elkunder, aggregatorer, elbörser och systemoperatören.

Eftersom grossistmarknaden är nordisk och konkurrensutsatt är det inte möjligt att föreslå åtgärder som innebär detaljreglering på nationell nivå. Istället blir det viktigt att Ei och Svenska kraftnät tar en pådrivande roll vid nätkodernas genomförande och därmed är med och formar framtidens grossistmarknad. De åtgärder som Ei föreslår i kapitlet handlar om att skapa förutsättningar för att efterfrågefleksibilitet ska värderas korrekt på den konkurrensutsatta delen av elmarknaden.

4.1 Efterfrågefleksibilitet på dagen före-marknaden

El handlas på flera olika marknadsplatser och med dagen före-marknaden avses den handel som sker dagen före en elleverans där producenter har möjlighet att sälja sin produktion och elkunder kan köpa el för att täcka sin förbrukning. Handeln görs i stor utsträckning på en elbörs där priset för nästkommande dygns alla timmar bestäms, det så kallade spotpriset.

Dagen före-marknaden

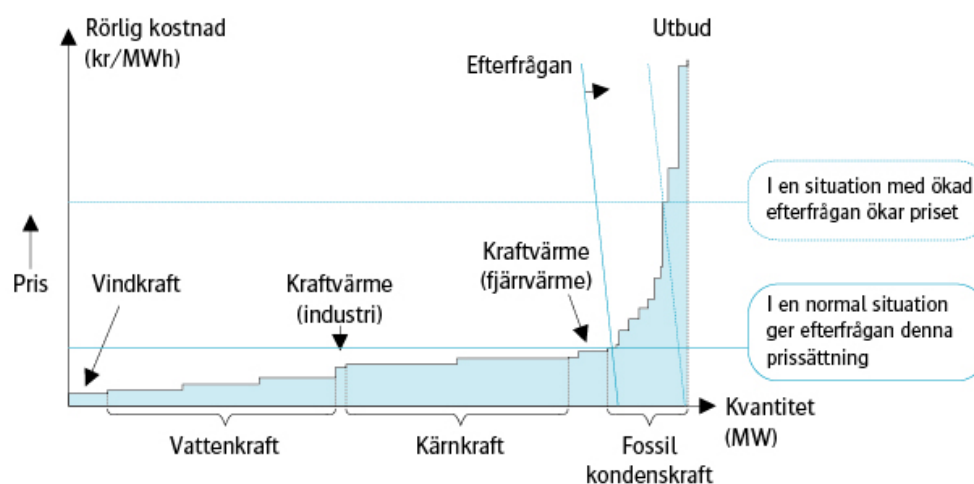
Nord Pool är i dagsläget den viktigaste elbörsen i Norden. Idag samarbetar sju elbörser i nordvästra Europa om att beräkna marknadspriser och handelsvolymen för dagen före-handeln. Den beräkningsmetod – priskopplingsalgoritm – som elbörserna använder heter Euphemia⁶¹. Att elbörserna beräknar börspriser gemensamt innebär att de beräknar flöden över större områden så att tillgänglig produktions- och överföringskapacitet nyttjas på bästa sätt. Börserna turas om att beräkna priserna så att bara en elbörs åt gången beräknar priserna för det gemensamma området.

Handeln på dagen före-marknaden går till så att aktörerna lämnar in sina köp- och säljbud till elbörsen senast kl. 12.00. Buden gäller för nästkommande dag och lämnas för varje hel timme. I buden specificeras hur mycket aktören vill köpa/sälja till vilka priser och i vilka elområden. I nästa steg, när alla buden har kommit in, summerar elbörsen alla bud i en köpstege och en säljstege för respektive timme. Alla säljbud som är lägre än det marknadspriset får ”tillslag”, det vill säga får

⁶¹ Pan-European Hybrid Electricity Market Integration Algorithm.

producera och sälja sin el på marknaden den timmen. Alla köpbud över det marknadspriset får tillslag och får köpa el den aktuella timmen. Anläggningar som är beredda att sälja till lågt pris (eller oberoende av pris) används således först och dyrare tas i bruk efter behov. På dagen före-marknaden tillämpas marginalprissättning, vilket betyder att alla aktörer som får tillslag får handla till det etablerade marknadspriset, oavsett sina initiala bud. Senast kl. 13.00 ska elbörsen publicera priserna för nästkommande dygn.

Figur 8. Där kurvorna över säljbuden och köpbuden (efterfrågan) på Nord Pool Spot skär varandra etableras priset per timme



Om det finns överföringsbegränsningar mellan elområden skiljer sig priset i de olika områdena åt för att återspegla utbud och efterfrågan i respektive område. Sverige är indelat i fyra elområden. Om överföringskapaciteten är tillräcklig uppstår ett och samma pris för hela marknadsområdet.

När nätkoden för kapacitetstilldelning och flaskhalshantering (CACM⁶²) införs ska varje medlemsstat eller tillsynsmyndighet i respektive medlemsstat utnämna åtminstone en nominerad elmarknadsoperatör (NEMO). Än så länge är bara Nord Pool utnämnd till NEMO för Sverige men i januari 2016 anmälde även EPEX Spot intresse för etablering som NEMO i Sverige.

Efterfrågefleksibilitetsstrategier på dagen före-marknaden

Det finns i huvudsak tre olika flexibilitetsstrategier⁶³. Antingen reagerar kunden på priset genom att *temporärt minska eller öka sin förbrukning* eller så reagerar kunden på prisvariationer under dygnet genom att *flytta last mellan timmar* beroende på var prisdifferensen är som störst.

⁶² Capacity Allocation and Congestion Management
<http://eur-lex.europa.eu/legal-content/SV/TXT/HTML/?uri=CELEX:32015R1222&from=EN>

⁶³ De tre olika flexibilitetsstrategierna är illustrerade i Figur 4, avsnitt 2.2.

De ekonomiska incitamenten för efterfrågefleksibilitet på dagen före-marknaden beror på hur mycket slutkundspriset varierar mellan tider med högt pris och tider med lågt pris. Slutkundspriset består typiskt sett av följande komponenter:

- elgrossistpriset (spotpriset) per timme (volatiliteten över tid beror bland annat på avtalsform)
- elhandelspåslag (ofta ett fast påslag per kWh)
- elcertifikat (fast påslag per kWh utifrån det rådande elcertifikatpriset⁶⁴)
- elnätstariff (ett abonnemang där olika komponenter såsom effektuttag och överförd energi påverkar priset, komponenterna kan vara konstanta eller tidsdifferentierade)
- energiskatt (en punktskatt med ett fast påslag per kWh)
- moms (procentuellt påslag på slutkundsprisets samtliga ingående komponenter, inklusive energiskatt och elcertifikat).

Energiskatten, elhandelspåslaget samt elcertifikatet utgör ett fast påslag per kWh och påverkar därmed inte prisskillnaderna mellan timmar utan påverkar endast den absoluta prisnivån. Den procentuella momsen förstärker däremot prisdifferensen mellan timmar.

Proaktiv och reaktiv efterfrågefleksibilitet

Efterfrågefleksibilitet på dagen före-marknaden kan delas in i proaktiv och reaktiv efterfrågefleksibilitet. Med proaktiv efterfrågefleksibilitet menar vi att den implicita (prisbaserade) efterfrågefleksibiliteten kommer in i prisbildningen genom att balansansvarige har någon form av kontroll eller säker kännedom om sina kunders agerande, till exempel att de styr bort värmelast om priset överstiger en viss nivå och att den balansansvarige kan lämna bud anpassade efter detta. Det kan också handla om att balansansvariga gör en samlad bedömning av kundernas elanvändning vid olika priser.

Reaktiv efterfrågefleksibilitet innebär att kunderna reagerar efter det att priserna på dagen före-marknaden blivit kända. Om kundernas reaktioner inte är förutsägbara för den balansansvarige medför detta ökade obalanskostnader för balansansvariga företag samt för Svenska kraftnät (Ei, 2016b; Fritz, et al., 2013; Sweco, 2011). Genom erfarenhet kan en balansansvarig dock lära sig hur den egna kundstockens priskänslighet ser ut vid olika prisnivåer och även i förhållande till reaktiv efterfrågefleksibilitet görs en bedömning av hur elanvändningen varierar vid olika prisformationer. Genom denna inläring minskar problemet med reaktiv efterfrågefleksibilitet över tiden, men påverkan på priset på dagen före-marknaden blir svagare än med proaktiv efterfrågefleksibilitet.

Med en ökad proaktiv efterfrågefleksibilitet på dagen före-marknaden dämpas effekttopparna, vilket i sin tur ger minskade prisskillnader mellan timmar med höglast och låglast. Därigenom uppnås ett effektivare utnyttjande av produktionsresurser, minskad risk för effektbrist och flera nyttor för nätföretagen. Proaktiv efterfrågefleksibilitet är alltså att föredra framför reaktiv

⁶⁴ År 2014 var den genomsnittliga kostnaden 2,8 öre per kilowattimme.

efterfrågeflexibilitet. Om några kunder är flexibla och justerar ner sin efterfrågan finns också en möjlighet att priset för denna timma blir lägre vilket beskrivs i Figur 8. Eftersom priset blir lägre för alla kunder, som har spotprisavtal, leder det till en free-rider effekt där flexibla kunder bidrar till att sänka priset för alla kunder i systemet.

En förutsättning för proaktiv efterfrågeflexibilitet är mätning med den högsta tidsupplösningen som används, vilket idag är per timme. Åtgärden *Timmätning och tillgång till timvärden för samtliga kunder* är redan behandlad i kapitel 3. Här fokuserar vi istället på två andra förutsättningar som krävs:

- Att prissignalen når fram till kunden och att kunderna har timprisavtal.
- Att budformatet möjliggör att efterfrågeflexibilitet kan bjudas in på dagen före-marknaden.

Efterfrågeflexibiliteten som en del i prisbildningen (proaktiv efterfrågeflexibilitet)

Eftersom priset på dagen före-marknaden bestäms 12–36 timmar innan leveranstimmen måste balansansvariga lägga sina bud baserat på prognoser över hur produktionen och förbrukningen kommer att utvecklas för dessa timmar. Förbrukningen i Sverige har historiskt sett varit framförallt temperaturberoende. Nuvarande modell bygger på att de balansansvariga ska förutse sina kunders priskänslighet när buden på dagen före-marknaden läggs. Flera forskningsstudier har betonat den utmaning det innebär för balansansvariga att korrekt förutsäga hur kunderna kommer att bete sig vid olika prisnivåer (Elforsk, 2012; Elforsk 2013; Björndalen & Jörnsten, 2014). En förutsättning för en ökad proaktiv efterfrågeflexibilitet är att produkterna på elbörsen kan hantera förbrukningsbud som är flexibla i betydelsen att buden under ett antal timmar är beroende av varandra.

En proaktiv efterfrågeflexibilitet förutsätter att kundernas priskänslighet kommer med i prisbildningen, det vill säga att priskänsligheten kan uppskattas eller är känd för de balansansvariga. Om de balansansvariga misslyckas med detta kommer efterfrågeflexibiliteten att vara reaktiv och leda till opåverkad prisvolatilitet och ökade obalanskostnader.

Den potentiella nyttan av efterfrågeflexibilitet på dagen före-marknaden beror alltså på om de balansansvariga kan inkludera kundernas priskänslighet i buden eller inte. I ansträngda effektsituationer kan små förändringar i förbrukning få en stor inverkan på spotpriset. Vid ett flertal tillfällen i samband med att priserna på dagen före-marknaden har blivit höga, har det visat sig att Svenska kraftnät har behövt nedreglera systemet på grund av att balansansvariga felaktigt har prognostiserat en högre efterfrågan än vad som blivit fallet. En förklaring som har lyfts fram är att många kunder har reagerat på de höga priserna genom att minska sin förbrukning under timmar med relativt höga elpriser (Fritz, 2012).

Studier har visat att en reaktiv efterfrågeflexibilitet där 700 000 hushåll reagerar på priset när det redan är satt kan ha en betydande påverkan (Fritz, et al., 2013) på intradag- och balansmarknaden med ökade kostnader för obalanser som följd. Resultatet indikerar att en omfattande reaktiv efterfrågeflexibilitet kommer att leda

till betydande utmaningar för balansansvariga att förutse hur elkundernas uttagsmönster kommer att påverkas vid olika pris.

Balansansvariga som Ei har varit i kontakt med uppger att de vid en normal effektsituation inte tar hänsyn till förväntat pris när de lägger sina bud på dagen före-marknaden. Därmed kommer efterfrågefleksibilitet till följd av prissignaler inte till fullo med på prisbildningen på dagen före-marknaden (Ei, 2016b).

För att främja efterfrågefleksibilitetsbud på dagen före-marknaden behöver det finnas produkter som är utformade för att ta tillvara de specifika egenskaper som efterfrågefleksibilitet har.

Timprisavtal och avräkning

På en välfungerande marknad med fullständig information fungerar priset som en informationsbärare av samhällsvärdet för olika aktiviteter och resurser. Effektiva priser på elmarknaden innebär därmed att slutkundspriset återspeglar samhällets kostnader för att producera el en given timme. Det innebär att nätkostnader, produktionskostnader och eventuella externa effekter ska återspeglas i slutkundspriset.

Ett effektivt konsumtionsbeslut förutsätter att varje kund för varje timme väljer den förbrukning där den egna värderingen av el är lika hög som slutkundspriset. Om alla kunder agerar på det viset kommer samhällsnyttan att vara maximerad. Ett marknadsmisslyckande innebär i motsats till detta att marknaden inte själv klarar av att fördela samhällets resurser på ett effektivt sätt (det vill säga så att samhällsnyttan är maximerad).

För att kunderna ska kunna anpassa sin elanvändning efter timvariationer i elpriset behöver prissignalen nå fram till kunden genom exempelvis ett *timprisavtal*. Timprisavtal innebär att kunden debiteras för sin faktiska förbrukning per timme istället för en schabloniserad förbrukningsprofil. Med timprisavtal finns en reell möjlighet och incitament för kunden att styra sin förbrukning så att mer el används då priset är lägre och mindre el när priset är högre.

I EU-kommissionens förslag till ett reviderat elmarknadsdirektiv⁶⁵ framgår att alla kunder ska ha rätt att begära ett elavtal baserat på spotpriset på dagen före-marknaden med tidsupplösning i enlighet med balansavräkningen på marknaden.

Avräkning är den process där energivolymer fastställs, kvalitetssäkras och prissätts för att därefter ligga till grund för debitering. Avräkningsprocessen är viktig för elmarknadens funktionssätt. Nätföretagen ansvarar för att fastställa och rapportera kvalitetssäkrade energivolymer till Svenska kraftnät som hanterar prissättningen gentemot balansansvariga. Balansansvariga debiterar sedan elhandlare som därefter debiterar kunden.

De förenklade avräkningsbestämmelserna som introducerades 2013 innebar att nätföretagen kunde välja att tillämpa dygnsvis eller månadsvis avräkning för sina timmätta kunder med högst 63 A i anslutningsabonnemang. Ei föreslog i

⁶⁵ COM (2016) 864

delrapport *Slopad schablonavräkning för timmätta kunder?* (Ei R2016:03) att denna valmöjlighet ska upphöra. Det val som nätföretagen gör påverkar marknadsaktörernas tillgång på information och hur kundernas energiuttag prissätts gentemot den balansansvariga och elhandlaren.

En timmätt kund med timprisavtal påverkas inte i någon större utsträckning av om de förenklade avräkningsbestämmelserna tillämpas eller inte, utan kommer i båda fallen att debiteras för sin faktiska förbrukning per timme. Kunden kan dock föredra dygnsvis timavräkning eftersom den tätare rapporteringen ger elhandlaren förutsättningar att erbjuda kunden mer aktuell mätdata av sin elanvändning. En snabbare återkoppling av elanvändningen kan göra det mer attraktivt för kunden att välja timprisavtal. En slopad förenkling kan även leda till ett utökat utbud av produkter kopplade till grossistpriset (exempelvis timprisavtal).

Den förenklade avräkningens främsta kritiker finns bland elhandlare och balansansvariga som menar att en månadsvis timavräknad kund är förenad med en ökad risk och ökade obalanskostnader. Balansansvariga måste handla sig i balans enligt nätområdets preliminära schablonförbrukningsprofil, trots att slutkunderna debiteras per timme. Obalanskostnaderna ökar eftersom balansansvarig inte kan ta hänsyn till eventuell priskänslighet hos sina specifika timmätta kunder när de lägger sina köpbud på dagen före-marknaden. Elhandlaren har därmed inga incitament att erbjuda kunderna avtal som uppmuntrar till förbrukningsförändring baserat på spotpriset. Många elhandlare är även kritiska till hur Svenska kraftnät har utformat den profilkompensation som är tänkt att kompensera för den risk som är förenad med en månadsvis timavräknad kund.

Budtyper bestäms på europeisk nivå genom Euphemia

Med syftet att optimera flöden mellan elområden och därmed effektivisera användandet av infrastruktur och produktionsanläggningar lanserades den 4 februari 2014 den gemensamma marknadskopplingen för dagen före-marknaden i Nordvästeuropa. Marknadskopplingen sker via en algoritm som kallas Euphemia och som utvecklats i samarbete mellan elbörser och systemoperatörer.

Kommissionsriktlinjen för kapacitetstilldelning och hantering av överbelastning (CACM⁶⁶) anger metoderna för hur kapacitet på marknaderna dagen före och intradag för el ska allokeras, samt hur kapaciteten ska beräknas mellan olika områden. Regelverket för elbörser innebär att enskilda elbörser inte längre har någon möjlighet att på egen hand utveckla egna produkter/budtyper. Nya produkter måste beslutas gemensamt för att sedan inkluderas i Euphemia. Ei, eller de nordiska tillsynsmyndigheterna, kan alltså inte gå direkt till elbörserna som är aktiva i Norden och be dem introducera nya budformat. Möjligheten att påverka finns istället inom det europeiska arbetet.

⁶⁶ Capacity Allocation and Congestion Management

Dagens budformat

Det finns i dagsläget fyra sätt att bjuda in proaktiv efterfrågefleksibilitet på dagen före-marknaden: enkla timbud, flexibla timbud, blockbud och exklusiva grupper. Minsta budvolym är 0,1 MW.

Enkla timbud innebär en budstege med vilka volymer som önskas köpas eller säljas till ett visst pris. En aktörs flexibilitet speglas i köpbuden genom att efterfrågan minskar vid högre priser.

En aktör som är mer flexibel och vill reducera sin volym vid högre prisnivåer lägger in hela den önskade volymen på lägsta prisnivå men endast en del av volymen vid ett högre pris på stegen.

För *flexibla timbud* värderas flexibiliteten genom att önskad volym reduceras den dyraste timmen (timmarna). Mycket flexibla elkunder kan lämna flexibla bud där man anger volym, önskat pris, samt periodens längd i timmar, men inte exakt när perioden inträffar under dagen. Denna typ av bud innebär att efterfrågan minskar den timme eller de timmar som är dyrast. Denna produkt, eller ordertyp, används idag av framför allt större fastighetsägare eller industrier (Björndalen & Jörnsten, 2014).

Blockbud är bud som baseras på längre tidsintervall, tre timmar eller längre om det viktade medelpriset för dessa timmar överstiger den angivna prisnivån. Blockbud är vanligast på produktionssidan och används av kunder som vill eller behöver vara flexibla under en längre period för att det ska vara ekonomiskt lönsamt. Denna typ av bud kan även användas för anläggningar som klarar av att dra ner förbrukning tre eller fler timmar i rad.

Exklusiva grupper är en slags blockbud där det bud som ger störst samhällsnytta ges företräde.

Utvecklingen av budformat

Björndalen och Jörnsten framför att ett dynamiskt budformat som medger att en specifik volym levereras under ett antal timmar, med min- och maxvolym angett per timme där den totala kostnaden optimeras är att föredra vad det gäller efterfrågefleksibilitet. Ett mer statiskt alternativ skulle vara att flytta en specifik mängd energi från en period till en annan baserat på en prognos för de kommande timpriserna. Risker med detta alternativ är att pristopparna bara flyttas från en timme till en annan. En förutsättning för det dynamiska budformatet är utrustning som kan automatisera buden och motsvarande styrning av apparaterna som ska bidra med flexibiliteten (Björndalen & Jörnsten, 2014).

Enligt CACM och riktlinjen för förhandstilldelning av kapacitet (FCA⁶⁷) ska alla nominerade elmarknadsaktörer (NEMOs) gemensamt presentera ett förslag på produktutformning, max- och minpriser på dagen före-marknaden och på intradagsmarknaden. Alla tillsynsmyndigheter⁶⁸ ska därefter bedöma om förslagen är i linje med CACM. Eftersom beslutet om produktutbud tas vid ett tillfälle för att

⁶⁷ Forward Capacity Allocation

⁶⁸ Energy Regulators' Forum

sen vara giltigt under en lång tid framöver är det viktigt att beslutet är framåtblickande och anpassat för de framtida utmaningarna. Ei ser det som en fördel att tillsynsmyndigheterna kan vara med att påverka produktutbudet och avser därför att ta en aktiv roll inom detta område. Ei har därför tagit på sig att samordna arbetet mellan de europeiska tillsynsmyndigheterna för produkter på dagen före- och intradagsmarknaden.

Möjligheter och hinder för ökad efterfrågefleksibilitet på dagen före-marknaden

I det här avsnittet identifierar vi möjligheter och hinder för ökad efterfrågefleksibilitet på dagen före-marknaden. Vi har utvärderat om de två förutsättningarna för proaktiv efterfrågefleksibilitet ovan är uppfyllda idag.

- Att prissignalen når fram till elkunden och att slutkunderna har timprisavtal.
- Att budformatet möjliggör att efterfrågefleksibilitet kan bjudas in på dagen före-marknaden.

Därutöver har hinder i form av kostnader och tillgång till prisinformation identifierats.

Timprisavtal och avräkning

Timprisavtal har lyfts fram som en nödvändig förutsättning för prisbaserad efterfrågefleksibilitet (Broberg, et al., 2014). Timmättningsreformen som genomfördes år 2012 syftade till att öka användningen av timprisavtal och innebar att en kund kan få timmätning utan extra kostnad om elavtalet kräver det. Förhoppningarna inför reformen var höga och Ei uppskattade att 60 000 kunder skulle byta till timprisavtal per år.

Vid Ei:s arbete med uppföljning av timmättningsreformen (Ei, 2014b) konstaterades att 68 procent av elhandlarna erbjöd timprisavtal baserat på timmätning. Av dessa valde 21 procent att enbart publicera priser och information på sin hemsida medan ytterligare 6 procent visade priser på hemsidan samt marknadsförde avtalen aktivt genom olika säljaktiviteter. Cirka en tredjedel av elhandlarna marknadsförde inte sina timprisavtal aktivt vilket innebär att elkunden måste vända sig till kundtjänst för att få information om timprisavtal.

Fram till våren 2014 hade endast 8 600 kunder med högst 63 A i anslutningsabonnemang tecknat timprisavtal. Summerat så är intresset för timprisavtal bland kunderna lågt och elhandlarnas intresse av att marknadsföra timprisavtal är också lågt. Att andelen kunder som valt timprisavtal är liten är alltså inte särskilt förvånande.

En orsak till att timprisavtal inte marknadsförts särskilt aktivt av många elhandlare är att de förenklade avräkningsbestämmelserna skapat en risk för elhandlare och balansansvariga. En månadsvis timavräknad kund är förenad med en ökad risk och ökade obalanskostnader eftersom balansansvariga måste handla sig i balans enligt nätområdets preliminära schablonförbrukningsprofil, trots att slutkunderna debiteras per timme. Obalanskostnaderna ökar eftersom balansansvarig inte kan ta hänsyn till eventuell priskänslighet hos sina specifika timmätta kunder när de lägger sina köpbud på dagen före-marknaden. Elhandlaren har därmed inga

incitament att erbjuda kunderna avtal som uppmuntrar till förbrukningsförändring baserat på spotpriset. Den förenklade avräkningen med två avräkningsformer för timmätta kunder har därmed skapat en osäkerhet på marknaden som minskar incitamenten för elhandlare att marknadsföra timprisavtal.

Prognoser och budformat

Ett stort hinder för proaktiv efterfrågefleksibilitet är att balansansvariga och elhandlare inte kan prognostisera tillräckligt exakt hur kunderna kommer att agera och därmed kommer risken för ökade balanskostnader att öka.

Bra budformat för efterfrågefleksibilitet möjliggör att elhandlare kan komma överens med kunder om att använda kundens flexibilitet i sin budgivning på dagen före-marknaden. Då kommer balansansvarig och elhandlare att veta om kunden utnyttjar sina flexibilitetsresurser eller inte vilket minskar risken för prognosfel. Inget av budformaten som finns tillgängliga på dagen före-marknaden i Norden idag kan användas för att flytta last över tid med en rimlig risknivå, eftersom det inte finns möjlighet att länka buden. Elforsk framför att det är ett grundläggande problem på dagen före-marknaden att budformaten är utformade för att matcha flexibilitetsmöjligheterna hos produktionsanläggningar (Björndalen & Jörnsten, 2014). Marknaden är inte anpassad för aktörer som vill lägga bud baserade på flexibilitetsegenskaperna hos exempelvis pumpkraftverk, energilagrar, eller andra tekniker som möjliggör flytt av last.

Finansiella säkerheter och omsättningsavgift till elbörsen

För att delta på Nord Pool Spot krävs att man lämnar finansiella säkerheter på minst 30 000 EUR eller ett belopp motsvarande en veckas handel på både dagen före-marknaden) och intradagsmarknaden. Inom ramen för detta uppdrag har det framförts att kravet på säkerhet kan göra att handeln sker direkt mellan två parter i stället för genom elbörsen. En sådan utveckling skulle vara negativ bland annat ur ett flexibilitetsperspektiv. Kravet på finansiell säkerhet beror dock på europeisk lagstiftning (EU-förordningen nr 648/2012 om OTC-derivat, centrala motparter och transaktionsregister, EMIR) därför kommer vi inte att gå vidare med någon åtgärd inom detta område.

Handeln på Nord Pool Spot är belagd med en omsättningsavgift. Aktörer med både produktion och förbrukning i samma land kan använda sig av bruttobudgivning vilket innebär att dessa aktörer istället för att kvitta sina försäljnings- och köpvolymer internt erbjuder all sin bruttoproduktion och köper sin bruttoförbrukning på Nord Pool Spot. Dessa aktörer får betala en reducerad omsättningsavgift baserad på bruttot. Syftet med bruttobudgivning är att öka effektiviteten på elmarknaden genom ökad transparens och likviditet. Det har framförts att denna bruttobudgivning innebär en konkurrensfördel för en aktör med produktion och förbrukning eftersom den reducerade avgiften gör att aktörer som inte har både produktion och förbrukning får högre kostnader för att handla på Nord Pool Spot. Detta är ett hinder i den mån aktörer med enbart förbrukning avstår från dagen före-marknaden på grund av konkurrensnackdelen gentemot andra aktörer som har både förbrukning och produktion. Mot bakgrund av att omsättningsavgiften bidrar till att öka likviditeten på dagen före-marknaden har vi valt att inte gå vidare med åtgärder som skulle innebära att avgiften förändras.

Tillgång till elektronisk prisinformation från elbörsen

Tillgång till prisinformation på Nord Pool Spot har tidigare lyfts fram som ett hinder av Samordningsrådet för smarta elnät utifrån att det varit dyrt att få elektronisk prisinformation i ett anpassat format. Kostnaden för att få tillgång till prisinformation ansågs därför vara ett hinder för enskilda elkunder som vill använda utrustning för automatisk styrning av elförbrukningen utifrån priset (SOU, 2014).

Ei gör bedömningen att det idag inte längre utgör något hinder eftersom det varken är dyrt eller krångligt för en elkund att få information om priserna på Nord Pool Spot. Detta baserar vi på att Nord Pool Spot gratis kan leverera prisinformation om kommande dags priser i ett användarvänligt format på sin webbplats. Det finns dessutom ett stort antal kostnadsfria applikationer för mobila enheter som erbjuder aktuell och uppdaterad information. Det är dock inte självklart att det är en skyldighet för Nord Pool Spot att dela med sig av data på detta sätt.

Ei bedömer att en energitjänsteleverantör relativt enkelt kan skapa produkter och tjänster, såsom exempelvis styrning av värmesystem och värmepumpar, med hjälp av den prisinformationen som finns idag. Om det i framtiden skulle uppstå hinder att få tillgång till prisinformation kan ett regelverk för tillgängligheten av data behövas.

4.2 Efterfrågefleksibilitet på intradagsmarknaden

Ett alternativ eller komplement till flexibilitet på dagen före-marknaden är att elkunderna (eller aggregatorer som aggregerar flera elkunders förbrukning) erbjuder sin flexibilitet på intradagsmarknaden. Av de 21 elintensiva företag som är kunder hos Nord Pool Spot är det bara tre som är aktiva på intradagsmarknaden (Sweco, 2016).

Intradagsmarknaden

Handeln på intradagsmarknaden⁶⁹ öppnar kl. 14.00 dagen före och stänger en timme före leveranstimmen. Handeln sker kontinuerligt under denna tid – bud matchas så fort en motpart hittas vilket betyder att handeln sker mellan två parter och utan prispåverkan på övriga transaktioner. De budtyper som är tillgängliga på intradagsmarknaden skiljer sig något från dagen före-marknadens budtyper.

Intradagsmarknaden ger aktörerna möjlighet att handla sig i balans fram till en timme för drifttimmen om förutsättningarna ändrats efter att dagen före-marknaden stängt. Exempelvis kan temperaturen avvika från prognostiserat vilket påverkar uppvärmningsbehovet och därmed förbrukningen. Intradagsmarknaden används främst av balansansvariga även om det inte är ett krav att vara balansansvarig för att delta. Handel på intradagsmarknaden är förenat med avgifter.

Volymerna på intradagsmarknaden är förhållandevis små (4,9 TWh/år) i jämförelse med dagen före-marknaden (361 TWh/år), men detta kan komma att

⁶⁹ Nord Pool Spots intradagsmarknad heter Elbas

förändras. På andra europeiska marknader spelar intradagsmarknaden en större roll än i Norden eftersom många aktörer utför en större del av sin handel där.

Möjligheter och hinder för ökad efterfrågeflexibilitet på intradagsmarknaden

En förutsättning för att elkunder ska handla på intradagsmarknaden är att de har förutsättningar för styrning av sin förbrukning. Aggregatörer bör kunna styra sin kontrakterade efterfrågeflexibilitet med automatik vilket innebär att tekniklösningar krävs för att reglera exempelvis värmesystem. Krav finns på kommunikation för att delta på intradagsmarknaden och dessutom behöver den som erbjuder flexibiliteten komma överens med en balansansvarig om hantering av efterfrågeflexibilitetsbud.

De åtgärder vi föreslår för dagen före-marknaden och delvis också för balansmarknaden kan också främja efterfrågeflexibilitet på intradagsmarknaden. Men vi föreslår inga specifika åtgärder för intradagsmarknaden.

4.3 Efterfrågeflexibilitet på balansmarknaden

För att rätta till frekvensavvikelser, det vill säga återställa den momentana balansen i elsystemet, behöver reserver i form av upp- och nedregelring aktiveras. Balansmarknaden består av automatiska reserver som korrigerar mindre frekvensavvikelser och manuella reserver som används för större frekvensavvikelser. De manuella reserverna handlas på reglerkraftmarknaden som är en gemensam nordisk marknad. De nordiska systemansvariga för överföringssystemet arbetar även för att skapa en gemensam marknad för automatiska reserver. Det pågår dessutom ett arbete för att möjliggöra gemensam balansavräkning i Norden som ett led mot en gemensam slutkundsmarknad.

När det gäller balansmarknaden finns det starkt koppling till det europeiska och det nordiska arbetet med att utveckla välfungerande marknader som möjliggör utbyte av reserver mellan länder på lika villkor. Kopplingen ges dels av nätföreskriften för balansmarknaden (Electricity Balancing, EB) som är under förhandling i kommissionens kommitté för gränsöverskridande handel och dels av det reviderade elmarknadsdirektivet⁷⁰.

Balansmarknaden – automatiska reserver

De automatiska reserverna FCR⁷¹ och aFRR⁷² är frekvensreglerande reserver som aktiveras automatiskt så fort frekvensen avviker från 50 Hz. De automatiska reserverna kan vara en effektprodukt som ger ersättning för att vara tillgänglig för aktivering, eller en energi- och effektprodukt som även ger ersättning för energi vid aktivering.

För FCR är den minsta tillåtna budstorleken relativt liten, 0,1 MW. Den balansansvariga får betalt enligt det budpris som angetts med budet (*pay-as-bid*).

⁷⁰ COM (2016) 864

⁷¹ Frequency Containment Reserves

⁷² Automatic Frequency Restoration Reserves

För att delta på FCR-marknaden måste man genomgå en prekvalificering i samarbete med Svenska kraftnät.

Produkten aFRR introducerades i det nordiska systemet 2013 för att förbättra frekvenskvaliteten. Perioden 2013-2015 var en försöksperiod där produkten handlades på nationell nivå. Efter ett uppehåll den första halvan 2016 handlas produkten återigen på nationell nivå. De nordiska systemansvariga för överföringssystem har kommit överens om att genomföra en gemensam nordisk kapacitetsmarknad för aFRR från och med 2018. Buden ska, liksom i dagens svenska aFRR-marknad, lämnas i steg om 5 MW och ersättas med *pay-as-bid*. Från och med den andra halvan av 2018 ska den nordiska marknaden innehålla aktivering utifrån lägsta energipris, istället för aktivering utifrån de bud som kontrakterats två dagar innan.

Tabell 10 sammanfattar de krav som efterfrågeflexibilitet måste uppfylla för att kunna vara med i upphandlingen för de olika produkterna FCR och aFRR⁷³. FCR är här uppdelat i FCR-Normal och FCR- Disturbance.

Tabell 10. Krav som efterfrågeflexibilitet måste uppfylla för att kunna vara med i upphandlingen för de olika produkterna FCR och aFRR

Produkt för automatiska reserver	Budstorlek och prissättning	Aktiveringstid	Övriga krav	Volymkrav och tidsfönster för handel
FCR-Normal (Effekt- och energiprodukt)	Minimum 0,1 MW Effekttersättning enligt pay-as-bid Energiersättning enligt upp- och nedregleringspris	63 % inom 60 s och 100 % inom 3 min.	Prekvalificering krävs och realtidsmätning är ett krav. Produkten ska klara att reglera både upp och ned.	Ca 200 MW för Sverige. Kapacitet handlas upp 2 dygn samt 1 dygn före leveranstimme.
FCR-Disturbance (Effektprodukt)	Minimum 0,1 MW Effekttersättning enligt Pay-as-bid	Aktiveringstid 50 % inom 5s och till 100 % inom 30 s.	Prekvalificering krävs och realtidsmätning är ett krav. Produkten ska klara att reglera både upp och ned.	Ca 400 MW för Sverige. Kapacitet handlas upp 2 dygn samt 1 dygn före leveranstimme.
aFRR (Effekt- och energiprodukt)	5 MW Energiersättning enligt upp- och nedregleringspris	Full aktivering 120 s.	Prekvalificering krävs, där IT-infrastruktur för aktivering och uppföljning är en förutsättning. Reglering enbart åt ett håll. Aktivering under topplasttimmar. Ska kunna vara aktiverad en timme.	Ca 100 MW för Sverige. Upphandlas en gång i veckan för kommande veckas vardagar.

Källa: SvK⁷⁴

Möjligheter och hinder för efterfrågeflexibilitet att delta som en automatisk reserv

Eftersom automatiska reserver aktiveras automatiskt vid frekvensavvikelser behöver styrning av elanvändning som erbjuds som automatisk reserv vara en

⁷³ Tabellen beskriver dagens krav för aFRR, dessa skiljer sig något åt jämfört med den planerade gemensamma nordiska aFRR-marknaden som startas 2018. Krav på budstorlek och att kapaciteten ersätts med pay-as-bid kvarstår dock även 2018.

⁷⁴ <http://www.svk.se/aktorsportalen/elmarknad/reserver/forbrukning-som-reservkraft/>
http://www.svk.se/siteassets/aktorsportalen/elmarknad/reserver/handel-och-prissattning_ny.pdf

elanvändning som kunden alltid måste kunna vara flexibel med. I praktiken innebär det apparater hos kunden där värme eller kyla används. Sådana apparater kan startas och stoppas och så länge temperaturen ligger inom ett fördefinierat intervall kommer kunden inte påverkas. Exempel på sådana apparater är kylar, frysar, direktverkande elvärme och värmepumpar. För att ersätta reglervolym från produktionssidan med reglervolym från efterfrågesidan måste det säkerhetsställa att efterfrågefleksibiliteten alltid är tillgänglig. Det skulle kunna lösas genom att kunden ingår avtal med en aktör som får styra lasten inom ett temperaturintervall som kunden accepterat i förväg.

Ökat intresse från aktörer med efterfrågefleksibilitet att bidra i frekvenshållningen

Även om efterfrågefleksibilitet i dagsläget inte deltar i FCR- eller aFRR-upphandlingarna uppger Svenska kraftnät att allt fler aktörer är intresserade av att vara flexibla (Thell, 2016). Svenska kraftnät planerar att påbörja ett pilotprojekt i december 2016 där 100 hushållskunders varmvattenberedare ska aggregeras för att bidra med produkten FCR-N under två månader. Den aggregerade förbrukningen kommer att styras centralt genom att styr- och mätutrustning installeras på alla enheter. Syftet med pilotstudien är främst att få input till den strategi som Svenska kraftnät utvecklar för att möjliggöra efterfrågefleksibilitet som en resurs för frekvenshållning samt att utvärdera om efterfrågefleksibilitetsresurser kan uppfylla kraven på primärregleringen (Thell, 2016).

Automatiska reserver ersätts enligt "pay-as-bid"

Förutsättningar för konkurrens på marknaden för automatiska reserver är begränsad. Idag är det vattenkraften som står för de automatiska reserverna som ersätts enligt pay-as-bid. Svenska kraftnät har tagit fram en särskild instruktion för hur reserverna ska prissättas⁷⁵. Denna instruktion är framtagen för bud från vattenkraft. Instruktionen syftar till att reglera buden till att motsvara kostnaden för att tillhandahålla vattenkraftsreserver för automatiska reserver. Det finns ett visst utrymme för att lägga på kostnader för slitage och risk. Att marknaden är utformad så specifikt för vattenkraft gör det svårt för innehavare för andra resurser att komma in på denna marknad. Med bättre förutsättningar för konkurrens minskar behovet av en instruktion för hur buden får prissättas och det kan vara lämpligt att övergå till marginalprissättning, vilket i sin tur främjar investeringar.

På Svenska kraftnäts workshop om balansfrågorna den 10 juni 2016 framkom det med stor tydlighet att de representerade aktörerna önskade att FCR-bud ersattes med marginalprissättning istället för pay-as-bid – framförallt för att främja investeringar men också för att det med dagens instruktion ansågs svårt att prissätta rätt. Marginalprissättning skulle ge större incitament att investera i de kommunikationssystem med mera som behövs för att leverera dessa automatiska reserver.

Transparensen är bristfällig

Idag publiceras priset för avropade bud på aggregerad nivå på en websida som främst är avsedd för de som redan är insatta i budgivningen. Resursägare av

⁷⁵ Reglerna för att bidra med FCR beskrivs i Svenska kraftnäts balansansvarsavtal: <http://www.svk.se/siteassets/aktorsportalen/elmarknad/balansansvar/dokument/balansansvarsavtal/7-regler-for-prisberakning-av-budpris-for-fcr.pdf>

exempelvis värmelaster behöver veta vad som krävs och vad de kan förvänta sig att få betalt för att våga investera i styrteknik. Aktörer har inom ramen för detta uppdrag påtalat vikten av att den aktör som vill göra mer inom efterfrågefleksibilitet behöver transparens vad det gäller priser och hur man ska gå tillväga för att delta. Tydlighet i prisbilden behövs för att den potentiella aktören ska kunna räkna på lönsamheten i att investera i produkter och infrastruktur som möjliggör deltagande på marknaderna för FCR och aFRR.

Budstorlek

Att den minsta tillåtna budstorleken för FCR är relativt liten, 0,1 MW, är en fördel för efterfrågefleksibilitet. För aFRR ska buden däremot lämnas i steg om 5 MW, vilket är ett hinder för anläggningsägare med anläggningar som kan leverera aFRR, men inte så stora volymer som 5 MW. Det skulle främja efterfrågefleksibilitet att minska budstorleken på aFRR.

Investeringar i kommunikationssystem för styrning när mindre resurser aggregeras

Svenska kraftnät framhåller att frekvensreglering genom efterfrågefleksibilitet där flera mindre resurser aggregeras förutsätter investeringar i administration och kommunikationssystem.

Uppsala universitet har i samarbete med Svenska kraftnät i ett examensarbete utrett potentialen för kylskåp att bidra med automatisk frekvensreglering (Thell & Ly, 2015). Studien visade att det finns reglerkapacitet och att kapaciteten är större för nedreglering än uppreglering. Dagens krav på aktiveringstid och uthållighet kan dock behöva omformuleras för att kylskåp ska kunna användas som reglerprodukt. En slutsats är att kylskåpens cykler riskerar att hamna i fas när kylskåpens referenstemperatur når sitt max- eller minvärde vilket innebär att många kylskåp är på respektive av samtidigt vilket leder till större frekvensavvikelser. Det är därför viktigt att utforma en styrning som undviker dessa negativa sidoeffekter.

Balansmarknaden - reglerkraftmarknaden

Marknaden för manuella reserver är den nordiska reglerkraftmarknaden. Till reglerkraftmarknaden lämnas frivilliga bud på upp- och nedreglering med början 14 dygn före leveransdygnets början och fram till 45 minuter före leveranstimmen. Idag består buden på reglerkraftmarknaden främst av bud från produktionsresurser men Svenska kraftnät uppger att det även finns bud från förbrukning på reglerkraftmarknaden. För de flesta timmarna rör det sig om 10-20 MW förbrukningsbud. Förbrukningsbudet är ofta högre prissatta än produktionsbudet och avropas därför mycket sällan.

På reglerkraftmarknaden tillämpas marginalprissättning, vilket betyder att alla aktiverade uppregleringsbud får samma pris som det dyraste aktiverade budet. Ibland måste undantag göras på grund av överföringsbegränsningar eller den tid som behövs tills resursen är fullt aktiverad. Avsteg från principen "lägsta bud först" benämns specialreglering. Det är enbart balansansvariga som får lämna bud, det gäller såväl produktionsbud och bud om förbrukningsreduktioner. Den balansansvariga vidareför delvis, i enlighet med ingångna avtal, ersättningen för budet till producenter eller aggregator.

Buden ska, förutom volym (MW) och pris (SEK/MWh eller EUR/MWh) innehålla information om geografiskt läge och om hur snabbt ett avropat bud kan vara fullständigt aktiverad. Bud måste därför lämnas per reglerobjekt.

Minsta budvolym per timme är 10 MW i alla elområden förutom i SE4 där kravet på minsta budvolym är 5 MW. Reglerobjekt vars aktiveringstid är 15 minuter eller mindre måste kunna skicka mätvärden i realtid. För reglerobjekt som kräver längre tid innan de är fullt aktiverade är realtidsmätning än så länge frivillig. Förbrukningsreduktionen måste kunna upprätthållas under hela den aktuella leveranstimmen och kunna justeras inom 15 minuter. Idag avropas förbrukningsreduktioner främst under dagtid vid överföringsbegränsningar mellan produktionsöverskottet i norr och produktionsunderskottet i syd eftersom det annars finns billigare resurser att tillgå. Högsta tillåtna pris på uppregleringsbud är 5 000 EUR/MWh. Reglerkraftpriser finns inte tillgängliga i realtid utan publiceras av Nord Pool Spot inom en timme efter drifttimmens slut, efter att de meddelats om aktuellt pris av de nordiska systemansvariga. Tabell 11 sammanfattar de krav som efterfrågefleksibilitet måste uppfylla för att kunna budas i på reglerkraftmarknaden.

Tabell 11. Krav som efterfrågefleksibilitet måste uppfylla för att kunna budas i på reglerkraftmarknaden

Produkt för manuella reserver (Reglerkraftmarknaden)	Budstorlek och prissättning	Aktiveringstid	Övriga krav	Tidsfönster för handel
mFRR (Energiprodukt)	Min 10 MW (5 MW i SE4) Marginalpris på aktiverade upp- och nedregleringspris	Inom 15 minuter	Längre aktiveringstid tillåten Realtidsmätning krävs delvis	Energibud lämnas tidigast 14 dygn innan leveranstimmen, justering senast 45 min innan leveranstimmen Buden ska innehålla pris, volym, reglerriktning, aktiveringstid och reglerobjekt

Källa: Svk⁷⁶

Möjligheter och hinder för ökad efterfrågefleksibilitet på reglerkraftmarknaden

Kraven för att få delta på reglerkraftmarknaden kan vara utmanande för anläggningsägare och balansansvariga. Det behövs ofta investeringar i kommunikationssystem och ofta någon form av driftcentral. Samma krav gäller för samtliga nordiska systemansvariga och kraven framgår även av kommande nätföreskrifter och kommissionsriktlinjer.

Idag förekommer ett fåtal förbrukningsbud på reglerkraftmarknaden under vinterhalvåret. Dessa bud är ofta högre prissatta än produktionsbuderna och avropas därmed mycket sällan.

Balansmarknaden är ett bra alternativ för de aktörer som kan uppfylla kraven om minsta budstorlek, kommunikationsformat, tillgänglighet och realtidsmätning.

⁷⁶ <http://www.svk.se/aktorsportalen/elmarknad/reserver/forbrukning-som-reservkraft/>
http://www.svk.se/siteassets/aktorsportalen/elmarknad/reserver/handel-och-prissattning_ny.pdf

Den ekonomiska compensationen är ofta högre på reglerkraftmarknaden än på exempelvis dagen före-marknaden.

Krav finns på att hela volymen ska kunna nås med ett samtal, eftersom avropen fortfarande görs per telefon. Höga krav på minsta budstorlek gör aggregering nödvändig och om buden understiger minsta tillåtna storlek måste de aggregeras inom ett elområde eftersom det även finns krav på geografisk placering.

Svenska kraftnät har en drivkraft att utveckla reglerkraftmarknaden eftersom det är viktigt att få in tillräckligt med bud i alla framtida driftsituationer. Systemansvariga i Norden enades inom ett samarbete (E-Bridge, 2013) om fyra åtgärder som ansågs effektiva och möjliga att genomföra inom ett par år från 2013:

- Sänka minsta budstorlek. En sänkning från 10 MW (respektive 5 MW i SE4) ner till 1 MW för hela Norden föreslås. I Tyskland har minsta budstorlek sänkts till 1 MW för att främja efterfrågefleksibilitet (Power Circle, 2016).
- Elektroniska avrop. Detta är en förutsättning för att sänka minsta budstorlek till 1 MW. För Sveriges del är slutsatsen att detta kan göras i samband med att äldre IT-system byts ut.
- Harmonisering av minsta aktiveringstid för att ett bud ska vara prissättande. Det är inte harmoniserat idag hur länge ett bud måste vara avropat för att vara prissättande. Norska och danska systemansvariga har en gräns på 10 minuter medan Svenska kraftnät har tillämpat att alla bud som avropas, oavsett hur kort tid, ska vara prissättande. Att dyra bud som är avropade endast en kort tid också blir prissättande ger en prissignal som mer korrekt speglar knappheten.
- Införande av en möjlighet att markera ett bud med "vilotid". För framförallt efterfrågefleksibilitetsbud skulle det underlätta att markera budet med den "vilotid" som behövs efter ett avrop för att kunna återställa processer m.m. Utan denna markering måste budgivaren vara uppmärksam och gå in och ändra kommande timmars bud vid ett avrop.

Reglerkraftpriset publiceras idag inom en timme efter drifttimmen. Vid Svenska kraftnäts workshop om balansfrågor i juni 2016 framfördes önskemål om att reglerpriset ska publiceras i realtid. Samma önskemål har även inkommit inom ramen för detta uppdrag. Argumenten handlar framför allt om lika villkor för alla marknadsaktörer och en effektivare marknad, men även vikten för efterfrågefleksibilitet togs upp. För de resurser som normalt inte är tillgängliga är det betydelsefullt med en prissignal som i realtid starkt indikerar att det kommer att löna sig att göra dessa resurser tillgängliga.

Balansansvariga har framfört att det kan uppstå situationer då nätägares in- och utmatningsabonnemang inte är tillräckligt för att elkunderna ska ändra sin förbrukning. Det skulle kunna leda till att prisvärda bud aldrig kommer till balansmarknaden trots att det vid tillfället finns utrymme i nätet. I Svenska kraftnäts nyttjandeavtal står följande: *Avgift för abonnemangsöverskridande behöver dock ej erläggas om överskridandet beror på omfördelningar som skett på grund av fel eller driftomläggningar på stamnätet eller vid antaget reglerbud.* I och med detta är det inte längre ett regelmässigt hinder, däremot kan det vara ett hinder att informationen

inte når de balansansvariga. Texten har funnits med i nyttjandeavtalet i många år men det verkar som att information om detta inte har nått ut till balansansvariga. Det kan bero på att den balansansvariges avtal med nätägaren inte tar upp denna aspekt. Den balansansvariga antar att den måste hålla sig inom angivna ramar även vad det gäller reglerbud och undviker att lägga reglerbud när gränsen på in- och utmatningsabonnemanget riskerar att överskridas.

4.4 Aggregatorns roll inom efterfrågefleksibilitet

I EU-kommissionens förslag till en revidering av elmarknadsdirektivet⁷⁷ och elmarknadsförordningen⁷⁸ finns lagförslag som berör aggregatorns roll. EU-kommissionens lagförslag har föregåtts av en diskussion på europeisk nivå om vilken aggregatormodell som bör tillämpas i Europa för att främja efterfrågefleksibilitet. Vi redogör nedan för diskussionen och för det förslag som nu har lagts fram av Europeiska kommissionen. Det framgår att givet ramarna som ges av det reviderade elmarknadsdirektivet och den reviderade elmarknadsförordningen att den detaljerade utformningen kommer att ske i form av nätkoder. Våra åtgärdsförslag inom aggregatorrollen fokuseras på kommande arbete och på vilket sätt det kommande arbetet bör se ut beroende på den slutliga utformningen.

Vad gör en aggregator och vilka regler finns före en aggregator i dag i Norden?

En aggregator kan genom avtal med ett flertal elkunder samla ihop deras efterfrågefleksibilitet⁷⁹ till större volymer och bjuda in på olika marknadsplatser för elhandel eller till nätägare eller systemoperatör.

Aggregatorer kan stimulera till ökad efterfrågefleksibilitet genom att vara till hjälp för att övervinna en del av de hinder som nuvarande marknadsregler kan innebära, exempelvis krav på minsta budstorlek, krav på kommunikation samt avgifter. En aggregator kan ha utarbetade metoder, kommunikationssystem, investeringar i infrastruktur och kunskap om vilken marknadsplats som är mest relevant för den specifika kundens möjligheter till flexibilitet.

Den finns två modeller för aggregatorrollen som tillåts inom ramen för den nuvarande nordiska marknaden. Det första alternativet innebär att kundens elhandlare själv tar rollen som aggregator eller ingår en samarbetsöverenskommelse med en aggregator med oförändrat balansansvar för den aktuella kunden. Det andra alternativet innebär att aggregatorn tar på sig balansansvaret eller kontrakterar en balansansvarig för kundens totala eluttag och därigenom även tar på sig ansvaret för kundens elleverans, antingen själv eller genom ett partnerföretag. Fördelen med att kundens elhandlare och aggregatorn är densamma (eller har ett civilrättsligt avtal som reglerar deras åtaganden) är att utformningen med endast en balansansvarig per uttagspunkt kan bibehållas. Nackdelen är att i de fall konkurrensen mellan elhandlare är liten kan aggregatorer

⁷⁷ COM (2016) 864

⁷⁸ COM (2016) 861

⁷⁹ Aggregering kan även omfatta mindre producenter. Exempelvis kan elkunderna var förbrukning aggregeras av aggregatorn ha egen småskalig produktion.

ha svårigheter att etablera sig på marknaden vilket innebär ett begränsat utbud av aggregeringstjänster.

På den svenska marknaden finns det således ingen möjlighet att agera som en så kallad *oberoende aggregator*, dvs. att kontraktera kunder för aggregerad efterfrågefleksibilitet som säljs på olika marknader oberoende av den elleverantör/balansansvarige som kunden har avtal med och utan dennes vetskap eller medgivande. EU-kommissionen har varit aktiv i frågan om hur regelverk ska utformas för att främja aggregerad efterfrågefleksibilitet. En modell med en oberoende aggregator är ett av de alternativ som analyserats. NordREG:s rapport *Discussion of different arrangements for aggregators of demand response in the Nordic market* publicerades i februari 2016 och argumenterar för att den nordiska modellen inte bör uteslutas till förmån för modellen med en oberoende aggregator. NordREG framhåller att en välfungerande marknad med god konkurrens mellan elhandlare och låga inträdesbarriärer ska räcka för att aggregatortjänster ska utvecklas. Om sådana förhållanden inte föreligger kan det dock finnas ett behov av reglering och den nationella tillsynsmyndigheten bör då anpassa marknadsreglerna för att möjliggöra en marknadsmodell med oberoende aggregator (NordREG, 2016).

Modellen med oberoende aggregator innebär att aggregatorn enbart är balansansvarig för sin försäljning av aggregerad upp- eller nedregleringsbud som säljs till olika marknader (dagen före, intradag, balansmarknaden etc.). Den oberoende aggregatorn är aktiv i samma uttagpunkt som den balansansvariga för elhandeln. Den balansansvariga för elhandeln kan vara elhandlaren som har eget balansansvar eller den av elhandlaren kontrakterade balansansvariga. Det finns därmed två balansansvariga för en uttagpunkt och olika modeller för att hantera avräkning och kompensation mellan dessa parter utgör en väsentlig del av den europeiska diskussionen om oberoende aggregatorer. En mer utförlig beskrivning av vilka konsekvenser dessa modeller kan få på den nordiska marknaden återfinns i (NordREG, 2016).

Möjligheter och hinder

För att en aktör som inte har någon traditionell roll på den svenska elmarknaden ska kunna ta aggregatorrollen krävs kontakter och avtal. Avtal krävs med kunder, balansansvarig och elhandlare. Antalet avtal och kontakter kan hämma nya aktörer från att ta rollen som aggregator. Hindren blir dels praktiska med många olika kontakter och kommunikation som ska genomföras med flera olika typer av aktörer. Hindren blir dels ekonomiska eftersom så länge den ekonomiska vinningen är begränsad kommer det bli svårt att hitta tillräckliga vinster för alla inblandade aktörer.

Det är viktigt att inte begränsa vilken marknadsplats en aggregator ska agera på eftersom valet av marknadsplats bör göras utifrån kundens eller anläggningens förutsättningar. En aggregator kan i det här avseendet vara en möjliggörare genom att ha kunskap om vilken marknadsplats som är lämpligast från fall till fall. Det framgår av det reviderade elmarknadsdirektivet att medlemsstaterna ska definiera ett ramverk för oberoende aggregatorer och för efterfrågefleksibilitet som följer principen att dessa ska kunna delta fullt ut i alla marknader. Aggregatorer som kan agera mellanhand nämns av aktörer som mycket viktigt för att göra det enkelt

och på så sätt få med de små användarna. Den enskilda användaren ska inte behöva fundera över elanvändningen i varje stund, utan de ska istället kunna ta aktiva beslut vid ett fåtal tillfällen. Den reviderade elmarknadsförordningen tydliggör principen om balansansvar där alla aktörer ska ta finansiellt ansvar för de kostnader som de orsakar systemet. Eftersom den slutliga detaljerade utformningen av de regler som ska gälla för aggregatorrollen på den nordiska elmarknaden inte är klar beskriver vi nedan hinder för både den modell som tillämpas i Norden idag och modellen med en oberoende aggregator.

Ett generellt hinder för båda modellerna är den risk det innebär för den part som behöver investera i den utrustning som krävs för att en anläggning ska kunna delta på balansmarknaden. Det leder eventuellt till att den som har investerat i utrustningen vill binda upp sina kunder med längre kontrakt, vilket inte är önskvärt eftersom detta långsiktigt kan skapa konkurrensproblem på elmarknaden.

Hinder förknippade med den aggregatormodell som är tillämpas i Norden idag

I denna modell är aggregatorn själv balansansvarig eller har avtal om balansansvar med en annan part. Vi har identifierat följande hinder för denna modell:

- Även om konkurrensen mellan de cirka 30 balansansvariga som är aktiva i Sverige kan anses god har en aggregator enbart en eller ett fåtal balansansvariga att välja mellan för samarbete. Begränsningen av antalet balansansvariga att välja mellan kan bero på följande:
 - o Det är inte alla balansansvariga som har en utvecklad verksamhet för att samarbeta med en aggregator. Samarbetet kräver engagemang, kunskap, bemanning och administration hos den balansansvarige samtidigt som den ekonomiska kompensationen är liten och ska fördelas mellan balansansvarig/elhandlare, aggregator och kund.
 - o Kunder kan ha långa kontrakt med balansansvariga vilket även det gör aggregatorn utlämnad att samarbeta med en specifik balansansvarig.
 - o Alla balansansvariga är inte aktiva i alla elområden.
- En aggregator kan vara ovillig att starta upp samarbeten som kräver att information lämnas till den balansansvariga om de anläggningar som ska användas. Det är en investering i form av infrastruktur och att hitta kunder som är villiga att vara en del av en aggregators portfölj, vilket kan vara tidskrävande. Risken är att den balansansvariga tar över aggregators affärer med kunderna. Eftersom en mellanhand därmed försvinner kan den balansansvariga kanske ge ett bättre erbjudande.

Hinder förknippade med aggregatormodellen med en oberoende aggregator

Rent teoretiskt finns det två olika möjligheter för oberoende aggregator att agera på marknaden.

Den första möjligheten är att efterfrågefleksibilitet betraktas som en egen produkt på marknaden som bjuds in på samma villkor som elförsäljning. Det innebär att den som erbjuder efterfrågefleksibilitet till marknaden inte behöver inhandla någon el eller kompensera någon elhandlare för de bud som aktiveras. Denna modell

avvisades av EU-kommissionens Smart Grid Task Force i en rapport från 2015 (Smart Grid Task Force, 2015a) men i det reviderade elmarknadsdirektivet ska oberoende aggregatorer inte vara skyldiga att kompensera elhandlare. Detta förordas även av andra inom Regulatory Assistance Project (RAP)⁸⁰. Skälen för detta är att stora mängder efterfrågefleksibilitet som bjuds in till lågt pris, eller som prisoberoende säljbud, innebär en förskjutning av utbudskurvan och därmed en generell prissänkning. Den generella prissänkningen anses ge en större samhällsnytta än den samlade kostnad som uppstår för elhandlarna (som stått för inköp av den el som återlevereras till marknaden). I de fall då den här typen av bud kommer in som lågprisbud, genom att buden bygger på regelbunden styrning av ett stort antal kunder, stämmer det att det bör uppstå en prisdämpande effekt som kan förväntas komma hela kundkollektivet till godo. Att hitta en marknadsmodell som innebär att kostnaderna för denna *free-rider* effekt istället bärs av hela kundkollektivet kräver dock ingående analyser för att undvika andra marknadsstörande effekter. Dessa analyser kommer att göras i samband med att nätkoder tas fram på området.

Den andra möjligheten är att både aggregatorn och den balansansvariga för elhandeln är aktiva och balansansvariga för samma uttagspunkt. För detta krävs ekonomiska omfördelningar mellan de inblandade aktörerna. Dessa kan antingen vara reglerade genom marknadsregler och genom avtal mellan parterna (Smart Grid Task Force, 2015a). Det reviderade elmarknadsdirektivet medger denna möjlighet enbart som ett exceptionellt undantag. En reglering av hur den ekonomiska omfördelningen ska göras riskerar att bli komplex, framförallt på elmarknader med många aktörer. NordREG redovisar följande skäl i sin rapport (NordREG, 2016):

- Den som utför balansavräkningen måste kunna identifiera ursprunget till obalansen. Frågan är om obalansen är orsakad av felaktig prognos hos balansansvariga för elhandeln eller om det är aggregators obalans orsakad av bud som avropats på reglerkraftmarknaden (eller annan marknad) som inte har aktiverats i enlighet med avrop.
- Det krävs en metod för att beräkna vad elhandlaren har betalat för förväntad elleverans till anslutningspunkten, som sedan sålts vidare av aggregatorn. Bilden kompliceras av att en oberoende aggregator har kunder i olika punkter som i sin tur har olika elhandlare med olika balansansvariga.

Det finns exempel där någon form av referensförbrukning används för beräkningar av kompensation till den balansansvarige. Om aktörerna löser fördelningen genom avtal kommer den ekonomiska omfördelningen inte bli helt korrekt timme för timme men det kan vara tillräckligt så länge aktörerna som ingått avtalen accepterat villkoren.

⁸⁰ <http://energypost.eu/demand-response-can-dramatically-lower-energy-bills-suppliers-dont-get-compensated/>

4.5 Föreslagna åtgärder inom elmarknadsområdet

Utifrån de hinder som har identifierats i tidigare avsnitt så föreslår Ei ett antal åtgärder inom elmarknadsområdet. De föreslagna åtgärderna inom elmarknadsområdet är i linje med grundprinciperna:

- Aktörer som orsakar kostnader för systemet ska betala för dessa kostnader.
- Marknadslösningar ska användas.
- Marknadsprissättning ska tillämpas – priset ska reflektera samhällets kostnader och kundernas värdering av elproduktionen.
- Priset ska nå fram till slutkunden.
- Roller, ansvar och regler ska vara tydliga och ge lika villkor för konkurrens.
- I första hand ska våra åtgärdsförslag ge långsiktiga effekter.

Tabell 12 visar en sammanställning över föreslagna åtgärder som potentiellt kan bidra till ökad efterfrågefleksibilitet. De föreslagna åtgärderna beskrivs i mer detalj längre fram i detta avsnitt.

Tabell 12. Aktiviteter, hinder och åtgärder för att marknadensaktörer ska stimulera efterfrågefleksibilitet

Aktiviteter	Hinder/Brist på drivkrafter	Åtgärder
Proaktiv efterfrågefleksibilitet i form av flexibla bud på dagen före-marknaden	Balansansvariga och elhandlare saknar verktyg för att prognostisera tillräckligt exakt hur kunderna kommer att agera och kommer därmed att stå med en risk	Timmätning för samtliga kunder ⁸¹
	Elhandlare upplever en risk i att marknadsföra timprisavtal	Dygnsvis timavräkning för samtliga kunder ⁸²
	Avtalsformer och mätning som hindrar att priset på dagen före-marknaden når elkunden	
	Produkterna på dagen före-marknaden är inte anpassade för att möjliggöra flytt av last	Verka för att produkter som främjar efterfrågefleksibilitet (möjliggör flytt av last) kan erbjudas av elbörserna
Bud på balansmarknaden – automatiska reserver	Investeringsklimatet är problematiskt pga. att marginalprissättning inte tillämpas Transparensen gällande ersättningsnivåerna är låg	Utred hur förutsättningar för automatiska reserver från förbrukningssidan kan främjas
Bud på balansmarknaden - reglerkraftmarknaden	Krav som måste uppfyllas för att få delta på reglerkraftmarknaden kan vara hindrande	Utred hur förbrukningsbud kan främjas på reglerkraftmarknaden
Aggregatorrollen	Aggregatorrollen är idag otydlig	Analysera och utveckla aggregatorrollen i linje med kommande europeisk lagstiftning och anpassad till den nordiska elmarknaden

Källa: Ei

⁸¹ Denna åtgärd hanteras i kapitel 3, kund.

⁸² Åtgärdsförslaget går längre än det förslag vi presenterade i delrapporten *Slopad schablonavräkning för timmätta kunder?* (Ei R2016:03).

Dygnsvis timavräkning för samtliga kunder

Syftet med åtgärdsförslaget att samtliga kunder ska ha timmätning beskrivs i kapitel 3. Kunder med ett anslutningsabonnemang över 63 ampere har i dagsläget timmätning med dygnsvis avräkning. Frågan är om timmätta kunder med högst 63 ampere anslutningsabonnemang ska avräknas dygnsvis eller månadsvis? Finland har nyligen introducerat smarta mätare som ska klara av att registrera mätvärden med timupplösning. För att snabba på utrullningen av smarta mätare får elnätsföretagen en extra intäkt på 5 EUR per uttagpunkt och år förutsatt att mätsystemet klarar av dygnsvis timavräkning och att kunden erbjuds information om sin förbrukning. I november 2015 var 98 procent av elkunderna timmätta och dygnsvis avräknade. Därmed var endast 70 000 kunder fortfarande månadsmätta, utan möjlighet att välja timprisavtal.⁸³ Ei har inte utvärderat Finlands incitamentsprogram närmare men den låga ersättningsnivån (5 EUR per uttagpunkt och år) i kombination med den snabba utrullningen tyder på att det är låga merkostnader för elnätsföretagen att avräkna kunderna dygnsvis istället för månadsvis.

En majoritet av Sveriges kunder med högst 63 ampere anslutningsabonnemang väljer i dagsläget ett avtal med rörligt månadspris. Det innebär att elhandelspriset är baserat på ett volymviktat genomsnitt av månadens timpriser. Eftersom volymviktningen är baserad på nätavräkningsområdets förbrukningsprofil så kan enskilda kunder inte påverka sitt elhandelspris genom att anpassa sin elanvändning efter variationer i timpriset. Priset på dagen före-marknaden når därmed inte fram till elkunden. För att ge förutsättningar för efterfrågefleksibilitet på dagen före-marknaden föreslår vi att samtliga kunder ska timmätas⁸⁴ och avräknas dygnsvis. Den ökade rapporteringsfrekvensen som följer av dygnsvis timavräkning bedöms leda till att fler elhandlare erbjuder sina kunder timprisavtal då risken för obalanser i slutavräkningen⁸⁵ minskas.

I delrapporten *Slopad schablonavräkning för timmätta kunder?* (Ei R2016:03) redovisade vi en analys som visade att den samhällsekonomiska nyttan av en ökad användning av timprisavtal med dygnsvis avräkning överstiger de merkostnader som uppstår, förutsatt att övergången sker i samband med investering i ett modernt mätsystem. Merparten av dagens mätsystem installerades under 2007 och 2008, vilket gör att de med en avskrivningstid på 10 år är avskrivna inom ett till två år⁸⁶.

Förslaget innebär en ändring i 3 kap. 10 § och 11 § ellagen efter att funktionskraven beslutats i förordning. Ändringen innebär att lagtext som medgav månadsmätning och schablonavräkning för vissa kunder tas bort. Förslaget innebär även ändring i 18 a § i förordningen (1997:716) om mätning, beräkning, och rapportering av

⁸³ Uppgift från den finska energimyndigheten.

⁸⁴ Det vill säga elkunder med högst 63 ampere anslutningsabonnemang som ännu inte har ett elhandelsavtal som kräver timmätning.

⁸⁵ Vid slutavräkningen bestäms och fördelas skillnaden mellan preliminärt avräknade leveranser och slutligt fastställda leveranser till schablonavräknade uttagpunkter.

⁸⁶ Mätsystem har enligt förordning (2014:1064) om intäktsram för elnätsföretag en ekonomisk livslängd på 10 år.

överförd el (mätförordningen). Denna ändring behöver samordnas med att funktionskraven i nya mätare införs.

Verka för att produkter som främjar efterfrågefleksibilitet (möjliggör flytt av last) kan erbjudas av elbörserna

Elbörserna i Europa ska i enlighet med CACM lämna ett förslag till produkter till de nationella tillsynsmyndigheterna. Tillsynsmyndigheterna ska godkänna förslaget. Inför det beslutet finns möjlighet att utvärdera förslaget och även ett visst inslag av förhandling mellan elbörser och tillsynsmyndigheter. Denna process gäller inte enbart budformat (produkter) utan det finns en rad beslut som ska tas av tillsynsmyndigheterna enligt motsvarande process. De europeiska tillsynsmyndigheterna har fördelat de ledande rollerna i dessa processer mellan sig. Ei kommer att ha en ledande roll för den process som rör produktutbudet. När beslutet är fattat, vilket sker i februari 2017, får Ei och de andra tillsynsmyndigheterna en ren tillsynsroll vad det gäller produktutbudet.

I den ledande rollen i förhandlingsarbetet har Ei möjlighet att verka för att produkterna på dagen före- och intradagsmarknaden som ska ingå i den slutliga produktlistan är anpassade för efterfrågefleksibilitet.

Befintliga produkter där aktörerna måste ange absoluta prisnivåer är mindre lämpliga för flexibla förbrukare som vill påverka sin elkostnad genom att flytta last mellan dygnets timmar utan att den totala energiförbrukningen påverkas. Absoluta prisnivåer på produktionssidan är, i idealfallet, marginalkostnaden för varje given produktionsnivå. För kunder som har möjlighet att reagera på prisskillnader mellan timmar genom att uppreglera under timmar med lågt pris och nedreglera under timmar med högt pris är det mindre lämpligt med en produkt där absoluta prisnivåer ska anges. En produkt som möjliggör för dessa kunder saknas i dagsläget.

Uppdrag till Svenska kraftnät avseende balansmarknaden

Svenska kraftnät har påbörjat ett arbete som syftar till att utveckla en strategi för att möjliggöra för efterfrågefleksibilitet att fungera som en reserv för frekvenshållning. Bland annat har information om hur elmarknadsaktörer kan gå tillväga för att lämna bud på marknaden för automatiska reserver tagits fram⁸⁷. I september 2016 påbörjades även en process för att hantera förfrågningar från aktörer som vill delta med resurser baserade på efterfrågefleksibilitet (Thell, 2016). Ei föreslår att Svenska kraftnät i det här sammanhanget ges två uppdrag. Svenska kraftnät bör under utredningsarbetet noga följa utvecklingen av det europeiska regelverket för balansmarknaden, som ges dels av kommissionsriktlinjen om balansmarknaden och dels av det förslag till ny marknadsdesign som EU-kommissionen publicerade den 30 november 2016.

Utred hur förutsättningar för automatiska reserver på förbrukningssidan kan främjas

För att förbättra förutsättningarna för konkurrens på marknaden för automatiska reserver, föreslår Ei att regeringen ger Svenska kraftnät ett uppdrag att utreda hur

⁸⁷ <http://www.svk.se/aktorsportalen/elmarknad/reserver/forbrukning-som-reservkraft/>

förutsättningar för automatiska reserver på förbrukningssidan kan främjas. Utredningen bör särskilt inkludera följande:

- Förutsättningar för att införa marginalprissättning på kapacitet istället för dagens reglerade priser.
- Förutsättningar för att öka transparensen. Publicering av priser och de krav som ställs bör utvecklas för att tydliggöra för kunder som skulle kunna bidra med efterfrågefleksibilitet i form av automatiska reserver vad som krävs av dem och vad de kan förvänta sig att få betalt. Detta för att de ska kunna bedöma nytta av att investera i det som krävs.
- Förutsättningarna för ett investeringsstöd för de investeringar som krävs för att kunna delta på marknaden för automatiska reserver.

Utred hur förbrukningsbud kan främjas på reglerkraftmarknaden

Dagens reglerkraftmarknad är till stora delar anpassad främst för bud från produktion. Ei föreslår att regeringen ger Svenska kraftnät i uppdrag att utreda hur förbrukningsbud kan främjas på reglerkraftmarknaden. Svenska kraftnät har i tidigare arbeten identifierat elektronisk aktivering, möjlighet att märka bud med vilotid och sänkt krav på minsta budstorlek som viktiga åtgärder för att utveckla reglerkraftmarknaden. Dessa åtgärder skulle främja bud från både produktion- och förbrukningssidan.

Svenska kraftnät bör i tillägg till de åtgärder som redan identifierats även ta med följande områden i utredningen:

- Publicering av realtidsinformation om reglerkraftmarknaden, som pris och volym ur ett efterfrågefleksibilitetsperspektiv.
- Information om hur elmarknadsaktörer kan gå tillväga för att lämna bud på reglerkraftmarknaden.
- Förstärkt information till balansansvariga om möjligheten som är inskriven i nyttjandeavtalet att överskrida sitt in- och utmatningsabonnemang, om överskridandet beror på att Svenska kraftnät har avropat ett reglerbud. Informationen bör göras i sammanhang där man når balansansvariga.
- Utvärdering av de krav som ställs för att utveckla dessa mot att de blir så tillåtande som möjligt för efterfrågefleksibilitet, utan att äventyra driftsäkerheten.

Analysera och utveckla aggregatorrollen i linje med kommande europeisk lagstiftning och anpassad till den nordiska elmarknaden

Ei:s arbete med att analysera aggregatorrollen kommer att drivas vidare inom ramen för det nordiska och europeiska samarbetet. Eftersom den europeiska lagstiftningen om aggregatorrollen är under utveckling blir det ett arbete i flera steg.

I ett första steg följer Ei arbetet med EU-kommissionens lagförslag. Om det blir möjligt att välja en marknadsmodell enligt den modell som är tillåten i Norden i dag bör Ei och övriga nordiska tillsynsmyndigheter utreda hur denna modell kan utvecklas eller kompletteras så att efterfrågefleksibiliteten når marknaden i

önskvärd omfattning. Det kan bli aktuellt att genomföra åtgärder som underlättar för fler aktörer att själva bli balansansvariga.

Om krav på en europeisk harmonisering innebär att det blir nödvändigt att införa en generell modell med oberoende aggregatorer så bör en sådan modell utvecklas gemensamt för Norden. Med en modell med en oberoende aggregator är det inte bara obalanser orsakade av den traditionella parten "balansansvarig för elhandeln" som ska avräknas utan även den oberoende aggregatorn som är balansansvarig för sina affärer med reglerresurser. Bäst lämpad att ta fram förslag för hur avräkningen ska genomföras är Svenska kraftnät som är ansvarig för balansavräkningen i Sverige. Svenska kraftnät kommer att beskriva konsekvenserna av ett införande av en modell med oberoende aggregatorer i en promemoria som planeras vara färdigt i slutet av 2016.

5 Åtgärder inom elnätområdet

I det här kapitlet fokuserar vi på elnätsföretagens möjligheter att stimulera efterfrågefleksibilitet genom tariffutformning och laststyrning. Vi börjar med en kort bakgrund om elnätsföretagens förutsättningar och drivkrafter för att stimulera efterfrågefleksibilitet. Därefter presenterar vi de aktiviteter som elnätsföretagen genomför eller skulle kunna genomföra för att stimulera efterfrågefleksibilitet. Sedan redogör vi för de möjligheter och hinder det finns för elnätsföretag att i nuläget genomföra dessa aktiviteter. Slutligen presenterar vi ett antal åtgärder som skulle kunna möjliggöra eller stimulera efterfrågefleksibilitet på elnätssidan.

5.1 Reglering av elnätsföretag och incitament för efterfrågefleksibilitet

Elnät utgör naturliga monopol⁸⁸. Inom varje område i Sverige har ett elnätsföretag ensamrätt att bedriva elnätsverksamhet, en så kallad nätkoncession. På grund av företagets monopolställning finns bestämmelser om nätföretagens intäkter och hur de får utforma sina tariffer.

Incitament i elnätregleringen

Elnätregleringen är uppbyggd för att ge skälig kostnadstäckning och en rimlig avkastning på det kapital som används i nätföretagens verksamhet. Intäktsramen ska bestämmas med hänsyn till den kvalitet som elnätsföretagen har (avser främst avbrott) och om elnätsföretaget har ett effektivt utnyttjande av elnätet

I 5 kap. 7 a § ellagen framgår att hänsyn ska till i vilken utsträckning nätverksamheten bedrivs på ett sätt som bidrar till ett effektivt utnyttjande av elnätet när intäktsramen bestäms. En sådan bedömning kan medföra en ökning eller minskning av vad som anses vara en rimlig avkastning på kapitalbasen.

Detta konkretiserades genom att Ei införde incitament till elnätsföretagen att dels minska andelen nätförluster, dels jämna ut belastningen på elnätet.

Tariffutformning

Nätföretagen utformar själva sina nättariffer, under förutsättning att de inte överskrider sin intäktsram och att tarifferna är objektiva och icke-diskriminerande samt utformas på ett sätt som är förenligt med ett effektivt utnyttjande av elnätet.

⁸⁸ Naturliga monopol innebär att ett företag kan tillhandahålla tjänsten till en lägre kostnad än två eller flera konkurrerande företag (Ei, 2012).

I förarbetena till ellagen, prop. 2004/05:62, förklaras närmare vad som menas med objektiva och icke-diskriminerande tariffer (s. 268):

Vad gäller kravet på objektivitet syftar det till en korrekt fördelning av det totala avgiftsbeloppet enligt tariffen mellan berörda kunder och kundkategorier. Avgifterna får vara olika mellan olika kundkategorier men de olika avgiftsnivåerna måste någorlunda reflektera de kostnader som nätföretaget har för respektive kundkategori. Något osakligt gynnande av en kundkategori på bekostnad av en annan kategori får alltså inte förekomma.

Inom varje kundkategori skall sedan den principiella utformningen av nättariffen vara likadan för alla kunder om det inte finns objektiva faktorer som talar för något annat.

Att tariffen skall vara icke-diskriminerande innebär att någon hänsyn inte får tas vid tariffsättningen till från vilken leverantör den överförda elen kommer eller från vilket land elen kommer. I detta ligger bl.a. att nätföretaget inte får gynna kunder som köper sin el från ett företag inom nätföretagets koncern.

Tariffer på lokal- och regionnät ska vara enhetliga inom ett område och får inte utformas med hänsyn till var en anslutning är belägen inom området (4 kap. 3 § ellagen). På stamnätsnivå får dock nättariffen utformas med hänsyn till var anslutningspunkten är belägen (4 kap. 9 § ellagen).

Efterfrågefleksibilitet

Med sin särställning på elmarknaden har nätföretag möjlighet att både stimulera och hindra efterfrågefleksibilitet. För att inte det senare ska ske framgår av ellagen att elnätsföretag inte får ställa upp tekniska krav eller andra villkor som försvårar tillhandahållandet av tjänster i form av ändrad elförbrukning, om inte villkoret är motiverat med hänsyn till en säker, tillförlitlig och effektiv drift av ledningsnätet (3 kap. 16 a § ellagen).

5.2 Elnätsföretags drivkrafter för efterfrågefleksibilitet

Elnätsföretag är ansvariga för drift och utbyggnad av sina nät. De ska även mäta mängden överförd el för varje nätkund. Inom alla dessa områden finns nyttor och möjligheter med ökad efterfrågefleksibilitet (CEER, 2014; CEPA, 2014; SOU, 2014).

En möjlighet med efterfrågefleksibilitet ur ett elnätsperspektiv är ett jämnare uttag med minskade effekttoppar. En direkt följd av minskade effekttoppar är minskade nätförluster, eftersom förlusterna är proportionerliga till lasten i kvadrat (CEPA, 2014). En ytterligare nytta med minskat effekttuttag på näten är sänkta kostnader för överliggande och angränsande nät, eftersom dessa beror på abonnerad eller uttagen effekt i gränspunkterna. Genom efterfrågefleksibilitet kan elnätsföretagen också undvika eller minska risken för avbrott (Nylén, 2011; THEMA Consulting Group, 2014)⁸⁹. Efterfrågefleksibilitet kan dessutom användas av elnätsföretag för att undvika eller skjuta upp investeringar i elnäten, vilka normalt är mångdubbelt högre än kostnaderna för flexibiliteten (SOU, 2014). För att efterfrågefleksibilitet ska

⁸⁹ Uttagsbegränsningen kan ske genom till exempel spetslasttariffer eller direkt laststyrning.

kunna vara ett alternativ till nätutbyggnad måste den dock vara förutsägbar och stabil under en tillräckligt lång tid. Nyttor för elnätsföretaget av efterfrågefleksibilitet från hushållskunder genom minskade investeringar, nätförluster och kostnader till överliggande nät har uppskattats till cirka 13,7 EUR per kund och år (Koliou, et al., 2015).

I rapporten *Krav på framtidens elnät – smarta nät* som Sweco lämnade till Samordningsrådet för smarta elnät har de identifierat utmaningar för elnäten till följd av energiomställningen. På distributionsnivå bedömer de att ökade lasttoppar från elbilsladdning kommer att utgöra en utmaning i många lokalnät, framför allt vintertid då toppbelastningen i nätet ökar. På stamnätsnivå bedömer de att pristoppar och prisdalar kan utgöra utmaningar, som ett resultat av en ökad andel el från icke-styrbar elproduktion. Efterfrågefleksibilitet lyfts som en lösning på båda dessa utmaningar och rapporten drar slutsatsen att tidsdifferentierade tariffer på distributionsnätet kostar relativt lite men ger stor nytta (NEPP, 2014a).

Timmätning och mer avancerade mät- och styrsystem möjliggör tidsdifferentierade tariffer, effekttariffer och direkt laststyrning. Samtidigt ger de nya incitamenten för effektivt utnyttjande av elnätet nätföretagen anledning att använda efterfrågefleksibilitet för att jämna ut lasten och minska förlusterna (Ei, 2015a).

Resultat från en undersökning genomförd av Ei visar att drygt 15 procent av elnätsföretagen erbjuder tjänster och program för efterfrågefleksibilitet (Ei, 2015d). Indirekt laststyrning, där kunderna själva svarar på signaler från tarifferna, dominerar men även direkt laststyrning förekommer. Cirka 20 procent av företagen som inte erbjuder tjänster för efterfrågefleksibilitet uppger att de är positiva till att införa någon typ av styrning i framtiden (Ei, 2015d). Mer än hälften av elnätsföretagen uppger att de avser att inhandla tjänster för efterfrågefleksibilitet i framtiden, framför allt för att minska kostnaden för överliggande nät, men även för att underlätta integrering av lokal produktion och för att minska nätförluster (Ei, 2015d).

5.3 Tariffutformning

För att utnyttja den potentiella efterfrågefleksibilitet som finns tillgänglig kan elnätstarifferna för överföring av el (tariffer) användas som ett instrument. Detta innebär dock att elnätstariffernas utformning behöver förbättras. Baserat på tidigare utredningar och synpunkter från olika aktörer ser Ei ett behov av en övergång till tariffer som bättre speglar kostnaderna i nätet och stimulerar efterfrågefleksibilitet. Dagens tariffer, som framför allt är baserade på energi för mindre kunder och på abonnerad effekt för större kunder, reflekterar inte alltid de kostnader som uttag eller inmatning ger upphov till på nätet. Eftersom nätverksamheten består av stora fasta kostnader består ofta också överföringstariffen av en stor fast andel och detta stimulerar inte efterfrågefleksibilitet.

Olika nättariffer

Nättariffen har potential att direkt påverka kunders förbrukningsmönster genom att skicka olika ekonomiska styrsignaler (Ei, 2012; CEER, 2015; NEPP, 2014b). Beroende på hur tarifferna utformas kan signalerna se ut på olika sätt och stimulera olika beteende. Eftersom den här rapporten fokuserar på efterfrågefleksibilitet begränsas analysen till uttagstariffer.

Nättariffer kan vara fasta eller rörliga och baseras på uttagen energi (kWh) eller uttagen effekt (kW), eller kombinationer av dessa. Tariffen kan också baseras på abonnerad effekt eller säkringsstorlek. Utformningen av en nättariff kan se ut på många sätt beroende på definitionen av parametrarna för den fasta och rörliga delen, tidsprofilen över dygn och säsonger vid eventuell tidsdifferentiering, samt eventuella avdrag för bortkopplingsbar last. En genomgång av olika tariffer återfinns i bilaga 2.

För att kunna stimulera efterfrågeflexibilitet och ändrat beteende är den rörliga komponenten av tariffen avgörande. Trots att den fasta delen av tariffen har en dämpande effekt på tariffens styrsignal när det gäller att anpassa användningen domineras tariffer i nuläget av den fasta delen. Nätföretagen förklarar ofta detta med sin stora andel fasta kostnader⁹⁰.

Den fasta delen av tariffen bidrar inte till att stimulera efterfrågeflexibilitet, då den är oberoende av både energi och effektuttag. I de fall där den fasta delen är baserad på säkringsstorlek eller abonnerad effekt ger de dock ett incitament till kunden att minska sina kostnader genom att minska säkringsstorlek eller abonnerad effekt, vilket kan ses som en långsiktig efterfrågeflexibilitet.

I Tabell 13 visar vi hur olika varianter av den rörliga delen av nättariffen kan stimulera olika kundbeteende. Tariffelementen i tabellen kan kombineras i olika konstellationer. För att undvika en förväxling av tariffer baserade på abonnerad effekt och effektuttag inkluderas även tariffer baserade på abonnerad effekt trots att de kan ses som fasta.

Tabell 13. Alternativ för den rörliga delen av nättariffen och vilket beteende den kan stimulera till

	Tidsberoende	Tidsberoende
Baserad på energiuttag	Minskad förbrukning Energieffektivisering	Minskad förbrukning särskilda tider Lastflytt
Baserad på effektuttag	Minskat effektuttag vid kundens egna effekttoppar Lastflytt	Minskat effektuttag vid höglasttid Lastflytt vid höglast
Baserad på abonnerad effekt	Minskning av abonnemang Permanent minskning av effektuttag vid kundens egna toppar	Minskning av abonnemang under höglasttid Permanent minskning av effektuttag särskilda tider

Källa: Ei

Kundinformation om tariffer

Tydlig information om tariffernas utformning är avgörande för att kunder ska kunna svara på prissignaler i allt mer komplexa tariffer. Samordningsrådet för smarta elnät lyfte i sin handlingsplan fram behovet av att kunden får bra information vid lansering av nya tariffer, både för att få önskat genomslag på kundbeteende och för att skapa acceptans för de nya tarifferna (SOU, 2014). Även om kommunikationen med kunden sköts av elhandlaren i den elhandlarcentriska modellen kvarstår ansvaret för nätföretaget att tillgängliggöra informationen. Med

⁹⁰ Nätföretagens fasta kostnader består till största del av ledningar och kablar. Detta används idag som argument för en stor andel av tariffen, men skulle också kunna täckas av en ökad andel som är baserad på effekt.

korrekt information om tariffers utformning har kunder bättre möjligheter att svara på prissignalerna och elnätsföretagen får större nytta av de nya tarifferna.

En hög andel fasta kostnader i tariffen och bristfällig information om tariffutformning och kundens möjlighet att påverka kostnaderna, leder till både ökat kundmissnöje och begränsade möjligheter för kunderna att vara flexibla (Ei, 2016a). En granskning som Ei utfört visar att kunderna är missnöjda med elnätsföretagens information om tariff, trots att de undersökta företagen uppfyller de formella kraven om att offentliggöra tariffen på sina webbplatser (Ei, 2016a). Behovet av mer information kommer sannolikt att öka med tariff som stimulerar efterfrågefleksibilitet. Genom att ge kunderna tydlig information om tariffens utformning samt hur de kan påverka sina kostnader kan elnätsföretagen underlätta för kunden att vara flexibel.

Möjligheter och hinder

I det här avsnittet redogör vi för de möjligheter och hinder som finns för elnätsföretag att i nuläget stimulera till en ökad efterfrågefleksibilitet.

Tariffers koppling till efterfrågefleksibilitet

Ändrade förbruknings- och produktionsmönster skapar behov av ändrad tariffutformning. Det maximala effektuttaget i systemet ökar och förväntas fortsätta öka.

Potentialen för tariff att stimulera till efterfrågefleksibilitet har analyserats inom ramen för Samordningsrådet för smarta elnät. De hänvisar till studier som visar att elnätstariffer kan vara starkare styrsignaler för efterfrågefleksibilitet än elpriset och lyfter därmed potentialen för nättariffer att stimulera efterfrågefleksibilitet.

Tariffers utformning har också analyserats av Ei i det tidigare regeringsuppdraget *Elnätstariffer – behövs mer regler om avgifters utformning* (Ei, 2012). Ei drog då slutsatsen att tariff som ger incitament till att utjämna effektuttagen och flytta effektuttag till låglasttid är positiva från ett energieffektiviseringsperspektiv. Sådana tariff benämndes *kapacitetseffektiva tariff* och definierades som tariff som bygger på både kostnads- och efterfrågeförhållanden. Ei drar bland annat slutsatsen att effekttariffer ger starkare styrning än energitariffer och att det kanske vore bra ur ett samhällsperspektiv om alla kunder har tidsdifferentierade tariff. Rapporten lyfter behovet av tariff som grundas i både kostnads- och efterfrågeförhållanden. För att vara kostnadsriktiga måste tariff reflektera efterfrågeförhållanden, till exempel genom att variera i tid och vara högre under höglast⁹¹. Exempel på tariff som är utformade för att reflektera efterfrågan är effektbaserade tariff eller energibaserade tariff med märkbar prisskillnad mellan låg- och höglastperioder. För att vara kostnadsriktiga ska prisskillnaden reflektera efterfrågeförhållanden och belastningen på nätet.

⁹¹ Höglast definieras enligt nätägaren och ska för att vara kostnadsriktigt och effektivt reflektera överföringen i det lokala nätet.

I en rapport beställd av Nordiska ministerrådet konstaterar THEMA att effekttariffer, tariffer utformade enligt marginalförluster och tariffer för bortkopplingsbar last kan öka efterfrågefleksibilitet (THEMA Consulting Group, 2014). De lyfter vikten av att tarifferna reflektera kostnaderna på nätet, istället för att endast främja ändrad förbrukning. I sin bedömning av rapporten bekräftade NordREG behovet av att tariffer utformas för att stimulera efterfrågefleksibilitet utan att det sker på bekostnad av kostnadsriktighet och att tariffer även fortsättningsvis bör vara icke-diskriminerande och objektiva (NordREG, 2014). NordREG lyfter också, liksom THEMA-rapporten, behovet av att utvärdera hur lasttoppar i lokala nät kan hanteras genom utformning av nättariffer.

Vikten av nätavgifter som reflekterar kostnader lyfts även på europeisk nivå. CEER⁹² noterar i en ny rapport att eftersom nätkostnaderna för lokal- och regionnätstjänst framför allt är effektdrivna borde framtida nättariffer utformas för att uppmuntra kunder att minska efterfrågan under lasttoppar (CEER, 2015). CEER har under 2016 fortsatt att analysera tariffutformning och hur tariffer kan bidra till efterfrågefleksibilitet. Även EU-kommissionens Smart Grids Task Force framhäver vikten av innovativa nättariffer för att stimulera efterfrågefleksibilitet. En av deras rekommendationer är att förbättra prissignaler för att stimulera flexibilitet och de rekommenderar tillsynsmyndigheter att möjliggöra innovativa tariffstrukturer (Smart Grid Task Force, 2015b).

På europeisk nivå har också Eurelectric⁹³ analyserat tariffutformning i smarta energisystem (Eurelectric, 2013). De lyfter behovet av tariffer som stimulerar både flytt av last och minskning av lasttoppar. Som lämpliga tillvägagångssätt förespråkar de mer effektbaserade tariffer, till exempel tvådelade tariffer med en energi- och en effektkomponent eller tidsdifferentierade tariffer som varierar mellan hög- och låglast. Eftersom majoriteten av nätkostnader beror av högsta uttagen effekt förespråkar de tariffer baserade på effekt.

Under våren 2015 publicerade den norska tillsynsmyndigheten Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE) en utvärdering av framtida tariffer på lokalnätets nivå. Syftet var att tarifferna bättre ska reflektera hur kundernas förbrukning påverkar nätet och fördela övriga kostnader jämnt (NVE, 2015). NVE lyfter behovet av tariffer som bidrar till effektivt utnyttjande av redan byggda nät samtidigt som de bidrar till effektiva investeringar i nät, produktion, förbrukning och alternativa lösningar.

Forskningskonsortiet S3C har analyserat pilot- och demonstrationsprojekt inom efterfrågefleksibilitet för hushållskunder och små- och medelstora företag och lyfter fram dynamiska tariffers möjlighet att stimulera flexibilitet. Som en del av sina policyrekommendationer uppmanar de tillsynsmyndigheter att etablera ramverk för implementeringen av dynamiska tariffer, men konstaterar samtidigt att dynamiska tariffer är kontroversiella (S3C, 2015b).

⁹² Council of European Energy Regulators

⁹³ The Union of the Electricity Industry – den europeiska branschorganisationen för elindustrin.

Flera aktörer har inom ramen för det här uppdraget lyft tariffutformning som avgörande för att stimulera efterfrågefleksibilitet. Långsiktighet och transparens har efterfrågats i regleringen av tariffers utformning och flera aktörer har lyft behovet av ett stegvist införande av nya tariffer, för att underlätta övergången både för kunder och nätföretag.

För att tarifferna som elnätsföretag utformar ska påverka kundernas beteende är det avgörande att tariffens utformning är tydlig och förståelig för kunden. I nuläget har många kunder tariffer de inte förstår, vilket både motverkar deras chanser att svara på prissignalerna och försämrar relationen mellan kunden och elnätsföretaget. Den bristande förståelsen för tarifferna skulle kunna åtgärdas genom krav på förbättrad kommunikation.

Elnätsföretags möjligheter att använda tariffer för att stimulera efterfrågefleksibilitet

Tariffer som främjar efterfrågefleksibilitet bland kunderna kan göra nytta för nätföretagen på flera sätt. Förändringen i förbrukningsmönster som tariffer kan åstadkomma ger nytta för elnätsföretaget kopplat till deras skyldigheter för *nätutbyggnad* och *nät drift*.

Olika tariffutformningar har olika syften och ger därför olika nyttor för elnätsföretaget. Exempelvis ger en tidsbaserad tariff med en förutbestämd dygnsprofil upphov till en förändring av kundernas dagliga förbrukningsmönster medan en spetslasttariff ger incitament för kunderna att vid enstaka tillfällen per år ändra sitt förbrukningsmönster. En tidsbaserad tariff med en förutbestämd dygnsprofil med hög avgift under höglåstimmor och låg avgift under låglåstimmor har i studier visats leda till en jämnare belastning. Genom en jämnare belastning kan nätkapaciteten användas mer effektivt och på lång sikt kan elnätsföretaget därmed undvika investeringar och minska kapitalkostnader. En jämnare belastning har också påvisats minska förlusterna i elnätet vilket ger en effektivare nät drift.

En spetslasttariff kan leda till en effektivare nät drift då ökad efterfrågefleksibilitet under extrema situationer kan minska risken för bortkoppling på grund av effektbrist. En styrning av lasten via tariffer som stimulerar efterfrågefleksibilitet kan också vara ett sätt att hantera lokala kapacitetsbegränsningar. Kapacitetsbegränsningarna kan hanteras via tariffer som varierar inom ett område, vilket inte tillåts på svenska lokal- och regionnät idag. Det kan även åstadkommas med effekt- eller tidstariffer som minskar belastningen över lag i nätet.

De incitament för effektivt utnyttjande av elnätet som introducerades i elnätsregleringen från och med 2016 skapar nya drivkrafter för elnätsföretag att jämma ut belastningen och minska nätförlusterna. Tidigare har både kostnader för förluster och för överliggande nät förts vidare till kundkollektivet i sin helhet och nätföretag har därför saknat incitament att minska dessa. Med de nya incitamenten får nätföretagen möjlighet att behålla delar av besparingen och kan därför belönas ekonomiskt genom att jämma ut sin last.

För att kunna debitera kunder baserat på effekt eller tidsbaserat energiuttag behövs mätning av förbrukning på åtminstone timnivå. Med ännu högre upplösning på förbrukningsmätning, till exempel på kvartsbasis, skulle möjligheten till kostnadsriktiga tariffer förbättras ytterligare. Timmätning ger i själva verket ett genomsnitt under timmen och kortvariga effekttoppar under timmen kan därför inte urskiljas.

Elnätsföretagen delar in kundgrupper efter säkringsstorlek vilket ursprungligen beror på bristande mätdata med begränsad information om kundernas förbrukningsmönster (Ei, 2012; Helbrink, et al., 2015). Med tillgång till kunders förbrukningsprofiler med uttag över tid finns möjligheter att undersöka vilka kunder som faktiskt har liknande förbrukning, vilket öppnar för nya kundindelningar. Nätföretagen har möjlighet att identifiera nya kundkategorier så länge indelningen är objektiv, transparent och kostnadsriktig. En alternativ kundindelning skulle kunna möjliggöra införandet av tariffer som är riktade mot kunder med särskilda förbrukningsmönster och förändringspotential, till exempel villaägare med eluppvärmning.

En ytterligare möjlighet för elnätsföretag att styra kunders förbrukning genom tariffutformning är kopplad till teknikutveckling. För att kunder effektivt och enkelt ska kunna svara på mer avancerade tariffer, som varierar i tid eller enligt effektuttag, ger ny teknik nya möjligheter. Med värmepumpar och annan styrbar utrustning som svarar på prissignaler kan kunden anpassa sin förbrukning enligt tariffen utan att själv behöva ändra sitt beteende. Det ökar möjligheten att svara snabbt på prissignaler för kunder som inte vill göra stora beteendeförändringar men ändå vill anpassa förbrukningen för att spara pengar eller bidra med systemnytta.

Hinder för elnätsföretag att erbjuda tariffer som stimulerar efterfrågefleksibilitet

Bestämmelserna i ellagen om tariffutformning är generella och lämnar stor frihet till elnätsföretagen. Så länge kraven på objektivitet och icke-diskriminering uppfylls är nätföretagen fria att utforma sina egna tariffer. Det finns stora fördelar med detta upplägg, men det finns också en risk att tarifferna utformas med kostnadstäckning som främsta fokus, istället för kostnadsriktighet och effektivt utnyttjande av resurser.

Det finns också en osäkerhet bland elnätsföretagen om hur ellagens krav på tariffutformning ska tolkas och detta kan utgöra ett hinder för elnätsföretag att stimulera efterfrågefleksibilitet genom att ändra sin tariffutformning. Det nya kravet från 2014 på att tariffutformningen ska vara förenlig med ett effektivt utnyttjande av elnätet och en effektiv elproduktion och elanvändning förväntas leda till att mer effektiva tariffer erbjuds, men det lämnar tolkningsutrymme för elnätsföretaget.

Ellagens krav på objektivitet och icke-diskriminering påverkar också nätföretags möjligheter att utforma och lansera nya tariffer. Ett hinder som nätföretagen har påpekat är att kravet på icke-diskriminering vid tariffutformningen leder till begränsade möjligheter att testa nya tariffer i mindre skala innan de erbjuds till hela kundkollektivet. Det är framför allt ett hinder när nätföretag vill testa nya tariffer inom ramen för pilotprojekt, vilket enligt Ei:s tolkning inte tillåts av nuvarande regelverk. Pilotprojekt har enligt nätföretagen stor potential att

förbättra de tariffer som lanseras, eftersom de då blir grundligt undersökta och analyserade innan de lanseras storskaligt.

En annan följd av kravet på objektivitet och icke-diskriminering är att nya tariffer måste börja gälla för hela kundsegmentet samtidigt. Detta kan, vid övergångar till väsentligt annorlunda tariffer, utgöra ett hinder för elnätsföretag. Om elnätsföretag istället skulle ges möjlighet att lansera tariffen stegvis skulle riktade informationssatsningar kunna genomföras, vilket i sin tur skulle förbättra acceptansen av den nya tariffen och kundens möjlighet att svara på prissignaler.

Överföringsbegränsningar på ett lokalnät uppkommer ofta inom ett begränsat område, vilket kan vara ett argument för att införa tariffer som varierar geografiskt inom lokalnätet. Detta avviker från bestämmelsen i ellagen om att lokal- och regionnätsföretag inte tillåts differentiera tariffer baserat på var en uttagspunkt är belägen. Det är ett hinder för elnätsföretag att utforma kostnadsriktiga tariffer då det ibland skulle medföra lokala variationer inom nätet.

Förutom den begränsade styrningen av tariffutformningen kan bristen på ekonomiska incitament utgöra ett hinder för elnätsföretag att ta fram tariffer som stimulerar efterfrågefleksibilitet. Trots de nya incitament som införts för effektivt nätutnyttjande har elnätsföretag fortfarande begränsade incitament att stimulera efterfrågefleksibilitet. Den bristen på incitament kan utgöra ett hinder. Om elnätsföretag hade mer att tjäna ekonomiskt på efterfrågefleksibilitet bedömer vi att utvecklingen skulle gå snabbare.

De hinder som redovisas ovan upplevs också som relevanta för de nätföretag som Ei varit i kontakt med. Frågor om hur kundgrupper ska definieras och problem med att införa tariffer etappvis eller genom pilotprojekt skickar en signal till Ei att regelverket inte är så pass tydligt att elnätsföretagen enkelt kan avgöra vad som ligger i deras roll. Denna otydlighet är i sig ett hinder för att elnätsföretagen ska införa tariffer som stimulerar efterfrågefleksibilitet.

Det finns också en osäkerhet bland nätföretagen om kommande regelverk kopplat till tariffutformning och nya förutsättningar bland annat kopplat till införandet av en elhandlarcentrisk modell i Sverige.

Synpunkter om att antalet olika tariffer behöver begränsas då en elhandlarcentrisk modell införs har framförts till Ei inom ramen för detta uppdrag. Även om elhandlaren ansvarar för kommunikation om tariffer finns inga formella krav på tariffharmonisering inom den elhandlarcentriska modellen. Ett argument som också har förts fram är att införandet av den elhandlarcentriska modellen i själva verket ökar möjligheten för mer komplexa tariffer. Med elhandlaren som huvudsaklig kontaktpunkt kan kunden få fullständig information om sin totalkostnad, inklusive effekten av olika tariffer.

Nätföretag har även uttryckt en oro angående kostnadstäckning vid införande av nya tariffer. Med tariffer som i större grad varierar med kunders förbrukning, till exempel genom en minskad fast andel eller en effektbaserad komponent, ökar svårigheten för elnätsföretag att förutspå sina tariffintäkter. Ei anser dock att problemet med kostnadstäckning är begränsat då intäktsramperioden är fyra år och eventuell under- eller överfinansiering från tariffer kan justeras under periodens gång.

Elnätsföretagens stora fasta kostnader i kombination med mer varierande intäkter kan leda till utmaningar. Ett elnätsföretag kan till exempel genom tidsbaserade tariffer eller effekttariffer, skicka styrsignaler till sina kunder som gör att de ändrar sin förbrukning. Kundernas kostnader kommer då minska och elnätsföretaget får därmed lägre intäkter. I och med att intäktsramen i stor utsträckning baseras på kapitalbasen, som inte kommer ändras omedelbart i och med den mer effektiva driften kommer dock intäktsramen att vara i stort sett oförändrad. Detta gör att nätföretaget kommer kunna höja sina tariffer kommande period utan att överstiga intäktsramen. Detta motverkas dock i viss grad av minskade påverkbara kostnader för elnätsföretagen, då både förluster och kostnader för överliggande nät minskar med minskade lasttoppar.

Nätföretag har också uttryckt en oro för att det kan vara svårt att kommunicera en ny tariff till kunderna. Kommunikationsproblemet har framför allt lyfts om effekttariffer. Detta överensstämmer med klagomål som kommit in till Ei:s Konsumentkontakt⁹⁴ där enskilda företag som har infört effekttariffer har varit överrepresenterade bland klagomål om tariffer. Det finns dock goda exempel på hur effekttariffer har införts och kommunicerats tydligt till kunden, utan avsevärt ökande klagomål som följd⁹⁵. Genom att införa nya tariffer stegvis kan riktade kommunikations- och informationssatsningar göras som kan leda till att tarifferna får bättre genomslag.

Bristen på timdata kan vara ett hinder för införandet av tariffer som stimulerar till efterfrågefleksibilitet, till exempel effekttariffer eller tidsdifferentierade energitariffer. För båda dessa tariff typer är timdata en förutsättning. Det finns idag inget som hindrar elnätsföretag att mäta sina kunders förbrukning på timnivå, men det är bara krav på att de gör det för kunder med elhandelsavtal som kräver timmätning. Elnätsföretag kan därför ha ett motstånd till att införa tariffer som kräver timmätning i och med den ökade kostnad som mätningen skulle innebära.

⁹⁴ Konsumentkontakt är den funktion på Ei som kommunicerar med konsumenterna på energimarknaderna, bland annat genom att besvara frågor och ta emot klagomål.

⁹⁵ Se till exempel informationsbroschyren från Karlstads El- och Stadsnät, http://www.villaagarna.se/Lokalforeningar/mitt/karlstad/L%C3%A4rdigmer_effekttariff_Karlstads%20eln%C3%A4t.pdf eller information från Sandviken Energi AB om införande av effekttariffer för alla kunder med säkringsstorlek 35-63 A i maj 2015, <https://sandvikenenergi.se/elnat/elnavgifter/effekttariff3563a/nyeffekttariff.4.7d891c141558be64f17f1672.html>

5.4 Direkt laststyrning

Det finns två typer av laststyrning, indirekt och direkt laststyrning. Den laststyrning som elnätsföretag kan åstadkomma genom tariffer är indirekt laststyrning. Genom direkt laststyrning kan nätföretaget direkt påverka sina kunders förbrukning i styrbara anläggningar. Det kan ske genom hård bortkoppling, då förvald last kopplas bort under viss tid, eller mjuk bortkoppling, då lasten istället reduceras under en tid (Nylén, 2011). Laststyrningen kan ske på hela uttagspunkten eller på komponentnivå, där en enskild apparat, som exempelvis en värmepump kan styras. En genomgång av pilotprojekt för laststyrning återfinns i bilaga 2.

Elnätsföretag kan spela en stor roll som möjliggörare av direkt laststyrning. Ei noterar både ökade incitament och möjligheter för elnätsföretag att engagera sig i direkt laststyrning. Incitamenten handlar framför allt om de nya incitamenten om effektivt utnyttjande av nätet som stimulerar elnätsföretag att minska nätförluster och jämna ut lasten. Möjligheterna handlar bland annat om teknikutveckling och ökad tillgång på mätdata.

Elnätsföretag får inte bedriva produktion eller handel med el annat än för att täcka sina egna förluster. Det innebär att elnätsföretag endast kan använda laststyrning i syfte att optimera sin egen drift och sina egna investeringar, till skillnad från energitjänsteföretag och aggregatorer som kan sälja lasten som aggregerats genom direkt laststyrning.

Direkt laststyrning ger nätföretag en möjlighet att hantera kapacitetsbegränsningar på kort sikt, och på så sätt behålla tillförlitlighet och kvalitet i sina nät (Eurelectric, 2014). På lång sikt kan direkt laststyrning minska behovet av investeringar i överföringskapacitet. Avtal om direkt laststyrning skulle kunna tecknas direkt mellan elnätsföretaget och kunden eller upphandlas av elnätsföretagen från en extern aktör (energitjänsteföretag eller aggregator), som i sin tur tecknar avtal med kunden.

I dokumentet *Energy regulation: A bridge to 2025*, presenterar CEER och ACER⁹⁶ slutsatser om reglermässiga hinder och möjligheter för el- och gassektorerna i den europeiska interna marknaden och gör flera referenser till efterfrågefleksibilitet och direkt laststyrning (ACER, 2014). Rapporten lyfter fram efterfrågefleksibilitet som ett viktigt sätt för elnätsföretag att effektivisera sin verksamhet till fördel för kunderna. Trots fördelarna med direkt laststyrning för elnätsföretag poängterar ACER och CEER vikten av att det inte sker på bekostnad av konkurrensen på marknaden och att elnätsföretag ska använda sin roll som neutrala möjliggörare.

CEER återkommer till direkt laststyrning för elnätsföretag i rapporten *The future role of DSO's* från 2015 (CEER, 2015). Där lyfts potentialen med efterfrågefleksibilitet och energilagring för att hantera nätproblem, vilket redan pågår i vissa länder. För att flexibilitet och direkt laststyrning via elnätsföretag ska nå sin fulla potential, utan att ske på bekostnad av konkurrensen, pekar CEER på vikten av att ta fram verktyg för att reglera nätföretags avtal angående flexibilitet. Flexibilitet ska

⁹⁶ Agency for the Cooperation of Energy Regulators

upphandlas på ett icke-diskriminerande, marknadsbaserat, transparent och effektivt sätt. CEER lyfter dock fram att det kan finnas anledning att låta elnätsföretag ha bilaterala flexibilitetskontrakt med kunder i särskilda geografiska områden där behovet från ett nätperspektiv är störst, så länge det inte begränsar flexibilitet från andra aktörer.

CEER arbetar också med att se över villkoren för hur elnätsföretag kan använda flexibilitet med minimal snedvridning av konkurrensen på marknaden⁹⁷.

EU-kommissionens Smart Grids Task Force har också framhåvt nätföretagens roll i att möjliggöra och använda flexibilitet och betonar samtidigt betydelsen av att nationella tillsynsmyndigheter undanröjer hinder mot att elnätsföretag kan upphandla flexibilitet. De föreslår också att program utvecklas för att nätföretag ska kunna minska sina kostnader genom smarta lösningar, till exempel genom rabatterade tariffer för bortkopplingsbar last (Smart Grid Task Force, 2015b).

EDSO⁹⁸ for Smart Grids har i en rapport från 2014 presenterat elnätsföretagens roll i en framtida elmarknad, med fokus på efterfrågefleksibilitet (EDSO, 2014). Fokus ligger på vilka nyttor elnätsföretag kan bidra med till andra marknadsaktörer vad gäller möjliggörandet av flexibilitet. De lyfter elnätsföretagens möjlighet att upphandla direkt laststyrning för att maximera leveranssäkerhet och kvalitet på ett effektivt sätt. Flera rekommendationer ges till tillsynsmyndigheterna, bland annat att elnätsföretag ska tillåtas upphandla flexibilitetsjänster för att undvika nätutbyggnad. Kostnaderna för upphandlingen ska enligt rekommendationen täckas i företagets tillåtna intäkter.

Vissa typer av laststyrning används av elnätsföretag idag genom tariffer för bortkopplingsbar last, till exempel bortkoppling av elpannor vid hög belastning i nätet. Med dessa tariffer har kunden ett avtal om att själv koppla bort elpannan vid behov och efter signal från elnätsföretaget. Det är alltså kunden och inte elnätsföretaget som ansvarar för bortkopplingen.

Olika typer av laststyrning

- Ett sätt för nätföretag att åstadkomma laststyrning är att avtala om rätten att koppla bort kunder vid vissa tillfällen, det vill säga en upphandling av efterfrågefleksibilitet direkt från kunden. Upphandlingen skulle kunna ske på liknande sätt som Svenska kraftnäts effektreserv och användas av nätföretaget till exempel vid lokala nätbegränsningar eller för att minska kostnader för nätförluster eller överliggande nät.
 - o Elnätsföretag kan även åstadkomma en direkt laststyrning genom att upphandla flexibiliteten genom en tredjepartsaktör, till exempel en aggregator eller ett energitjänsteföretag.

⁹⁷ *Guidelines for flexibility use at distribution level* planeras att publiceras 2017 (CEER, 2016)

⁹⁸ European Distribution System Operators

- Styrning av uttagpunkten kan ske direkt i mätaren, vilket innebär att hela eller delar av lasten kopplas bort. Elnätsföretag får endast bedriva verksamhet inom sitt koncessionerade område, vilket sträcker sig till uttagpunkterna, det vill säga mätaren.
- Ett annat sätt för elnätsföretag att åstadkomma en direkt laststyrning är att ge incitament för styrning till kunder som själva minskar sin last. Kunden kan då själv välja hur mycket last som ska styras bort och genom vilka åtgärder minskningen skulle ske. Kunden kan välja att göra manuella justeringar av förbrukning eller att installera någon typ av styrutrustning i exempelvis en värmepump. Nätföretagen får inte äga styrutrustning installerad i kundens anläggning bakom mätaren vilket innebär att kunden behöver göra denna investering.

Möjligheter och hinder

I den här delen analyserar vi de möjligheter och hinder som finns för elnätsföretag att stimulera efterfrågefleksibilitet.

Möjlighet att stimulera efterfrågefleksibilitet via laststyrning

Ett flertal pilotprojekt har genomförts som visar på en potential för laststyrning för att uppnå efterfrågefleksibilitet. För att detta ska realiseras krävs dock bland annat timmätning och prissättning baserad på timvärden eller nya typer av tariffer (Nylén, 2011).

Flera utredningar och pilotprojekt visar också att kunder har ett intresse av laststyrning förutsatt att de får tillräckliga ekonomiska incitament (priser och tariffer) samt att det finns tekniska lösningar (Nylén, 2011). För nätföretag är nyttorna med laststyrning främst lägre kostnader för överliggande nät, lägre nätförluster samt lägre kostnader för nätinvesteringar eller möjlighet att skjuta upp investeringar (Nylén, 2011).

För nätföretaget kan det vara billigare att upphandla laststyrning än att investera i ökad överföringskapacitet som endast används ett fåtal timmar per år (CEER, 2014). Stora besparingar är också möjliga när nätföretaget riskerar att överskrida den abonnerade effekten till överliggande nät. Genom att begränsa effekten med direkt laststyrning kan nätföretaget också jämna ut belastningen vilket leder till lägre nätförluster.

Även nätföretagets kostnader för avbrott (avbrottsersättning och avdrag på intäktsramen) skulle kunna minskas genom laststyrning. Vid hög belastning i nätet kan laststyrning bidra till att minska risken för överbelastning och avbrott, till exempel genom att säkringar i lågspänningsnätet går sönder (Nylén, 2011).

De tekniska förutsättningarna för att tillämpa direkt laststyrning är goda och det finns flera energitjänsteföretag som erbjuder tjänster både direkt till kund och till elnätsföretag att styra lasten. Möjligheten för elnätsföretaget att köpa tjänsten att styra ner last hos sina kunder begränsas inte i något regelverk. Elnätsföretaget kan alltså sluta avtal med till exempel ett energitjänsteföretag om att minska uttaget inom ett område. Kostnaden för laststyrningen behöver dock hanteras inom ramen för intäktsregleringen.

Om man utgår ifrån att nätföretagets kostnad för laststyrning är en ersättning till kund för nätnytta så bör den återspegla den nytta tjänsten ger till nätet. Kostnad för nätnytta till produktionsanläggningar hanteras som en opåverkbar kostnad i nätregleringen, dock belagd med incitament för att nätföretagen ska minska kostnaden. Incitamentet fungerar så att en jämnare last leder till högre vinst för företaget vid en sänkning av denna kostnad. Att hantera nätnyttoersättning till kunder på samma sätt som till producenter vore logiskt.

Hinder för elnätsföretag att nyttja och främja direkt laststyrning

För att kunna fjärrstyra kundens last på anläggningsnivå, till exempel värme- och kylanläggningar, behövs styrutrustning inom kundens anläggning. Nätföretaget kan avtala om att den särskilda utrustning som behövs för styrning på anläggningsnivå installeras och ägs av kunden eller av en tredjepartsaktör. Det som då krävs är att nätföretagets kompensation till kunden är så pass stor att kunden bedömer att en investering i styrutrustningen är lönsam. Nätföretagen har hittills visat lågt intresse för denna typ av direktupphandling av styrning, vilket får anses vara ett hinder för att uppnå en storskalig effektstyrning på elnätet (Ei, 2015d).

Elnätsregleringen har tidigare pekats ut som en anledning till att nätföretagen är ointresserade av laststyrning och av att investera i den nödvändiga tekniken för detta. I och med de nya incitament som har införts för effektivt nätutnyttjande inför reglerperioden 2016–2019 finns dock incitament för elnätsföretagen att minska kostnaderna både för nätförluster och för överliggande nät, vilka är de kostnader som nätföretagen kan minska genom laststyrning.

I Ei:s tidigare undersökning om marknaden för efterfrågefleksibilitet framkom att elnätsföretag upplever en oklarhet om ansvarsfördelningen mellan olika aktörer på marknaden. De uttryckte också en farhåga om att möjligheten att erbjuda laststyrning till kund kommer minska med den elhandlarcentriska modellen, då den huvudsakliga kundkontakten lämnas till elhandlarna (Ei, 2015d). I undersökningen framkom också att det anses dyrt att installera utrustning som krävs för laststyrning, speciellt för direkt fjärrstyrning av kundernas anläggningar. Olika privatkunder kan till exempel ha olika sorters värmesystem (direktverkande, vattenburen elvärme, värmepump) och denna variation är dyr att hantera (Ei, 2015d).

Ett annat hinder för laststyrning är att det saknas regler för kompensation för nätnytta från uttagskunder. Ellagen reglerar ersättning för nätnytta för produktionsanläggningar. Nätnytta för produktionsanläggningar regleras i ellagen (3 kap. 15 §) där värdet på ersättningen ska motsvara:

1. värdet av den minskning av energiförluster som inmatning av el från anläggningen medför i nätkoncessionshavarens ledningsnät, och
2. värdet av den reduktion av nätkoncessionshavarens avgifter för att ha sitt ledningsnät anslutet till annan nätkoncessionshavares ledningsnät som blir möjlig genom att anläggningen är ansluten till ledningsnätet.

Med motsvarande regler för förbrukningsanläggningar skulle möjligheterna för uttagskunder att bidra med efterfrågefleksibilitet stärkas.

I en undersökning beställd av Ei konstaterades att kundens ersättningskrav för att flytta effektuttag i många fall var betydligt högre än den potentiella besparingen med dagens elpriser (Broberg, et al., 2014). Om det å andra sidan var elnätsföretaget som ersatte kunden för laststyrningen, på grund av nytta på nätnivå, skulle den låga besparingspotentialen på elhandelssidan kunna förstärkas.

En praktisk utmaning för både elnätsföretag och kommersiella aktörer som vill bedriva direkt laststyrning är bristande information om var flexibilitet finns tillgänglig. Det kan behövas kontakt med många olika förbrukningskunder för att hitta potentialen, vilket i sig kan vara ett hinder för att upphandla laststyrning. Jämfört med storskaliga produktionsanläggningar är den tillgängliga informationen om kapaciteten från enskilda förbrukningsanläggningar som skulle kunna bidra med flexibilitet begränsad. Därför behöver flexibilitetspotentialen från enskilda anläggningar kartläggas för att kunna göra nytta på system- eller nätnivå.

5.5 Föreslagna åtgärder inom elnätsområdet

De aktiviteter som nätföretag skulle kunna genomföra för att främja efterfrågefleksibilitet och som har presenterats i föregående del genomförs idag i begränsad utsträckning. I det här avsnittet presenterar vi föreslagna åtgärder för att stimulera nätföretagen att genomföra aktiviteterna.

Varje åtgärd som föreslås uppfyller grundprinciperna vi har identifierat för elnätsområdet. Dessa är följande:

- Tariffer ska vara objektiva och icke-diskriminerande. En förutsättning även för framtida tariffutformning är att tariffer ska vara kostnadsriktiga och fördela kostnaderna på ett icke-diskriminerande sätt mellan nätanvändarna.
- Tariffer ska vara förenliga med effektivt utnyttjande av elnätet och en effektiv elproduktion och elanvändning.
- Tariffer ska utformas av elnätsföretagen, inte av tillsynsmyndigheten. Ei ska endast utforma eventuella riktlinjer och ramverk för tariffutformning.
- Nätföretag får inte bedriva produktion eller handel med el annat än i vissa undantagsfall (för att täcka sina nätförluster och hantera leveranssäkerhet).
- Roller, ansvar och regler ska vara tydliga. För att elnätsföretag ska kunna stimulera efterfrågefleksibilitet på ett hållbart sätt är det avgörande att deras befogenheter och ansvar är tydliga.
- I första hand ska åtgärdsförslagen ge långsiktiga effekter.

Föreslagna åtgärderna inom områdena *tariffutformning*, *direkt laststyrning* och *övrigt* presenteras i Tabell 14. Åtgärder som analyserats men som inte föreslås presenteras i bilaga 2.

Tabell 14. Aktiviteter, hinder och åtgärder för elnätsföretag att stimulera efterfrågeflexibilitet

Aktivitet	Hinder eller bristande drivkrafter	Åtgärder
Tariffutformning	Begränsad styrning i hur tariffer ska utformas Otillåtet att testa tariffer inom ramen för pilotprojekt Otillåtet att introducera tariffer stegvis Brister i information till kund när det gäller tariffer Endast krav på timmätning av kunder med timprisavtal	Bemyndigande att utfärda föreskrifter om hur tariffer ska utformas för att främja ett effektivt utnyttjande av elnätet Tillåt stegvis införande av nya tariffer samt pilotprojekt avseende tariffer Informationskrav om tariffer och andra möjligheter till kostnadsbesparingar Timmätning och tillgång till timvärden för samtliga kunder ⁹⁹
Direkt laststyrning	Ingen reglering av nätnytna från uttagskunder Endast krav på timmätning av kunder med timprisavtal Saknas information om flexibilitetspotential	Utred om ersättning för nätnytna även kan ges till andra aktörer än producenter såsom förbrukningsanläggningar Timmätning och tillgång till timvärden för samtliga kunder ¹⁰⁰ Frivillig inrapportering av flexibilitetspotential till tjänstehubben ¹⁰¹
Övriga	Bristande incitament för effektiv nätanvändning	Utvärdering av incitamenten i elnätsregleringen som syftar till effektivt utnyttjande av elnätet

Källa: Ei

Bemyndigande att utfärda föreskrifter om hur tariffer ska utformas för att främja ett effektivt utnyttjande av elnätet

Mycket talar för att tidsdifferentierade elnätsavgifter kan bli nödvändiga för att främja ett effektivt utnyttjande av elnätet. Vi föreslår därför att Ei ska få ett bemyndigande att utfärda föreskrifter om tariffernas utformning.

Föreskriftsarbetet kommer att föregås av en kartläggning av nuvarande tariffutformning i Sverige vilket inte gjorts inom ramen för detta uppdrag. I detta uppdrag har vi gjort en analys av olika tariffstrukturer och vilka incitament de ger för efterfrågeflexibilitet, se bilaga 2. I vår analys har vi tittat på både nationella och internationella erfarenheter. Nedan beskrivs den kommande kartläggningen av svenska elnätsföretags nuvarande tariffutformning. Nedan beskrivs även resultatet av vår analys som visar på klara fördelarna med tidsdifferentierade tariffer för att stimulera efterfrågeflexibilitet.

En av grundprinciperna för elnätsområdet är att nätföretagen även fortsättningsvis ska utforma sina tariffer. En föreskrift om effektiva elnätsavgifter bör därför främst definiera vilka komponenter som är nödvändiga för att uppnå detta ändamål.

Kraven på tariffers utformning ändrades i ellagen 2014, med tillägget att tariffer *ska utformas på ett sätt som är förenligt med ett effektivt utnyttjande av elnätet och en effektiv elproduktion och elanvändning*. Ändringen är i linje med energieffektiviseringsdirektivet och syftar till att åstadkomma tariffer som stimulerar effektiviseringar. Enligt ellagen 4 kap. 1 § kan *regeringen eller, efter regeringens bemyndigande, nätmyndigheten få meddela föreskrifter om hur nättariffer ska*

⁹⁹ Denna åtgärd hanteras i kapitlet 3, kund.

¹⁰⁰ Denna åtgärd hanteras i kapitlet 3, kund.

¹⁰¹ Denna åtgärd hanteras i kapitel 3, kund.

utformas för att främja ett effektivt utnyttjande av elnätet och en effektiv elproduktion och elanvändning.

De nya kraven har hittills bara haft begränsad effekt på nätföretagens tariffutformning. Detta kan delvis bero på en osäkerhet bland nätföretagen om vad det nya regelverket innebär eller vad effektiva tariffer innebär.

En föreskrift om hur nättariffer ska utformas för effektivt nätutnyttjande skulle leda till mer harmoniserade tariffer och mindre osäkerhet hos elnätsföretagen om hur tariffer ska utformas. För kunder kan det leda till tydligare och mer kostnadsriktiga tariffer. Flera elnätsföretag har efterlyst tydligare riktlinjer om vad de får och inte får göra inom sin tariffutformning.

Synpunkterna på denna åtgärd har varit övervägande positiva och flera aktörer hävdar att det är ovanligt med tariffer som styr mot effektivt utnyttjande av elnätet och att detta visar att dagens regelverk är otillräckligt.

Följande tillägg i elförordningen 2013:208 föreslås:

Nätmyndigheten får meddela föreskrifter om hur nättariffer ska utformas för att främja ett effektivt utnyttjande av elnätet och en effektiv elproduktion och elanvändning.

Kartläggning av tariffutformning

Inför framtagande av föreskrift om tariffers utformning behövs en grundlig kartläggning och utvärdering av den befintliga tariffutformningen i Sverige.

Utvärderingen behöver fokusera på hur tariffer är uppbyggda och om de är utformade på ett sätt som är förenligt med ett effektivt utnyttjande av elnätet och en effektiv elproduktion och elanvändning. Den ska samtidigt ge en möjlighet att lära från de goda exempel som finns med tariffutformning som stimulerar efterfrågefleksibilitet.

Redan idag rapporterar elnätsföretagen in samtliga tariffer till Ei, men dessa behöver kompletteras med förklaring om hur tariffen beräknats och hur dess uppbyggnad bidrar till ett effektivt utnyttjande av elnätet och en effektiv elproduktion och elanvändning. Resultaten kan användas både för att stimulera förbättrade tariffer för alla elnätsföretag och som underlag för en föreskrift om tariffutformning.

Synpunkterna på denna åtgärd har varit övervägande positiva. Flera aktörer välkomnar initiativet att utreda tariffutformning och föreslår att det görs i samarbete med branschen.

Att ta fram ett underlag för mer kostnadsriktiga tariffer genom en kartläggning och utvärdering framstår som ett viktigt komplement till mer specifika krav på tariffutformning. Åtgärden ligger inom ramen för Ei:s uppdrag och kan därmed genomföras utan ändringar i regelverk.

Tariffer ska vara tidsbaserade och tider för hög- och låglast ska utgå från det berörda nätets förutsättningar

Denna utredning har identifierat att effekttariffer och tidsdifferentierade tariffer kan stimulera efterfrågefleksibilitet. Effekttariffer bidrar till att jämna ut kunders last oavsett när den infaller medan tidsdifferentierade tariffer bidrar till att minska effektuttag under förutbestämda tider. Om tariffer ska vara tidsdifferentierade bör dock möjligheten till effekttariffer kvarstå. Däremot skulle effekttariffer utan tidsdifferentiering kanske inte bedömas vara kostnadsriktiga, då ett högt effektuttag under låglasttid inte är kostnadsdrivande för elnätet. I Sverige finns redan krav på tidsbaserade tariffer för alla kunder med en säkring från 80 A och uppåt.

Fördelen med tidsbaseradetariffer är att minskningen kan åstadkommas när behovet på nätet eller i systemet är som störst. Tidsdifferentiering av tariffer bidrar därför till ökad kostnadsriktighet och ökade incitament för efterfrågefleksibilitet.

Tidsdifferentieringen behöver dock utgå från varje näts egna förutsättningar för att efterfrågefleksibilitet ska utnyttjas vid rätt tidpunkt. Tariffer ska vara objektiva och icke-diskriminerande och därför går det inte att rättfärdiga tidsbaserade tariffer vars tider för hög- och låglast inte reflekterar det berörda nätets förutsättningar. Detta gör att hög- och låglast kommer inträffa vid olika tidpunkter på olika nät. De tidstariffer som används är ofta indelade i två delar men Ei ser att det i vissa nät kan krävas flera nivåer. Ett exempel skulle kunna vara en tredelad tariff som är hög under morgon- och kvällslasttopparna, på en lägre nivå under dagen och lägst under natten.

Flera aktörer har inom ramen för projektet varit positiva till åtgärden och hävdat att tidsdifferentierade tariffer är nödvändiga för att stimulera efterfrågefleksibilitet. Andra har varit kritiska och framfört att den vanligaste tidstariffen idag, med en nivå för höglast och en nivå för låglast, är för trubbig samtidigt som det finns de som inte förespråkade någon tidsdifferentiering alls. Ei håller med om att de tvådelade tidstariffer som ofta tillämpas idag brister i kostnadsriktighet eftersom tiderna för hög- och låglast inte alltid speglar belastningen i nätet, utan utgår från dag- och nattaxa. Ei föreslår därför att vid framtagandet av föreskrifter ska ett krav på en tidsdifferentiering som speglar nätets belastning analyseras.

Tidsdifferentiering av elnätstariffer är i linje med EU-kommissionens reviderade elmarknadsdirektiv¹⁰² och elmarknadsförordning¹⁰³. I förordningens andra kapitel¹⁰⁴ lyfter de möjligheten för tillsynsmyndigheter att tillämpa tidsdifferentierade elnätstariffer på ett transparent och förutsägbart sätt för kunderna, men EU-kommissionen tar inte ställning för en särskild tariffutformning för samtliga kunder. Effektbaserade lokalnätstariffer förordas inte någonstans i direktivet eller i förordningen.

¹⁰² COM(2016) 864

¹⁰³ COM(2016) 861

¹⁰⁴ Section II, Article 16.7

I den reviderade elmarknadsförordningen utökas också EU-kommissionens möjligheter att ta fram nätkoder om tariffer från endast på stamnätet till att inkludera tariffer på lokal- och regionnätetsnivå. Sådana nätkoder skulle ställa krav på harmonisering av tariffer på lokal- och stamnätetsnivå i samtliga EU-länder, men varken format eller tidsplan är fastställd för detta ännu.

Eftersom åtgärden skulle genomföras inom ramen för det bemyndigande som Ei föreslagit finns inget behov av andra ändringar i regelverket.

Tillåt stegvis införande av nya tariffer samt pilotprojekt avseende tariffer

Ett hinder för elnätsföretag att införa nya tariffer är att de inte kan introducera tarifferna stegvis, och inte heller testa tariffer inom pilotprojekt.

Stegvis införande av nya tariffer skulle kunna förenkla för nätföretaget genom att behovet av informations- och utbildningsinsatser kan spridas ut i tiden. Med komplexa tariffer som ställer krav på till exempel smarta mätsystem ökar behovet ytterligare av att införa tarifferna etappvis, om inte mätsystemen redan är tillgängliga vid samtliga uttagspunkter.

Att tariffer måste vara enhetliga inom ett redovisningsområde och för en kundgrupp innebär att nya tariffer inte kan lanseras och testas inom ramen för pilotprojekt, om det inte är för en hel kundgrupp. Pilotprojekt ger nätföretag möjligheten att prova en tariff inom en begränsad grupp, både för eventuella justeringar och för att minska riskerna vid införande av nya tariffer storskaligt. För att detta ska vara möjligt krävs en justering av ellagen.

En risk med regeländringen är att den skulle kunna skapa missnöje hos kunder som upplever att de antingen inte får möjlighet att nyttja en ny tariff eller att de blir påtvingade något som resten av kundkollektivet slipper. Genom riktade kommunikationssatsningar skulle den risken dock minska.

Den nya tariffen behöver konstrueras så att det främst är utformningen och inte nivån som är förändrad. På så sätt blir det en begränsad ekonomisk effekt för enskilda kunder av det etappvisa införandet.

Synpunkterna på denna åtgärd har varit nästan genomgående positiva.

Ei bedömer den här åtgärden som både effektiv och genomförbar. Den har möjlighet att främja utvecklingen av nya tariffer som bättre stimulerar efterfrågefleksibilitet genom att tillåta pilotprojekt. Samtidigt kan den öka effektiviteten vid införande av nya tariffer genom att elnätsföretag kan genomföra riktade kommunikationssatsningar för enskilda delar av kundkollektivet i taget. Åtgärden konkretiseras genom tillägg i ellagen 4 kap. 1 §.

4 kap 1 § Nättariffer ska vara objektiva och icke-diskriminerande. De ska utformas på ett sätt som är förenligt med ett effektivt utnyttjande av elnätet och en effektiv elproduktion och elanvändning.

En nätkoncessionshavare får utan hinder av vad som anges i första stycket, införa tariffer under en avgränsad tidsperiod för en begränsad krets av elanvändare för att utveckla nya tariffer som syftar till ett effektivt utnyttjande av elnätet och en effektiv elproduktion och elanvändning.

Regeringen eller, efter regeringens bemyndigande, nätmyndigheten får meddela föreskrifter om hur nättarifferna ska utformas för att främja ett effektivt utnyttjande av elnätet och en effektiv elproduktion och elanvändning.

I 5 kap. finns bestämmelser om fastställande av intäktsram.

Informationskrav om tariffer och andra möjligheter till kostnadsbesparingar

För att öka kundens möjligheter att svara på ekonomiska signaler i nättariffen föreslår vi ett mer omfattande informationskrav för elnätsföretagen. Med ökade krav på nätföretagen att förklara sina tariffer och hur dessa tillsammans med kundens förbrukning påverkar den totala kostnaden skulle prissignalerna i tarifferna nå fram mer effektivt. Detta gäller framför allt vid mer komplexa tariffer som tidsdifferentierade eller effektbaserade tariffer. En förutsättning för att nyttan av en kostnadsriktig tariff ska realiseras är att kunden har förståelse för tariffens utformning och hur nätkostnaderna kan påverkas av en anpassad förbrukning. Med korrekt information ser vi en stor potential för nättariffer att stimulera kunders efterfrågefleksibilitet.

Informationen som nätföretagen idag förmedlar om sina tariffer varierar i stor utsträckning mellan olika företag. Tydlig kommunikation är avgörande, framför allt vid införande av nya tariffer som skiljer sig mycket från tidigare tariffer, till exempel vid en övergång från säkringstariffer till effekttariffer.

Införandet av en tjänstehubb på den svenska elmarknaden kommer tillsammans med den elhandlarcentriska modellen förändra ansvarsfördelningen mellan elnätsföretag och elhandlare. Det kan leda till att det är elhandlaren som både fakturerar kunden för nätanvändningen och kommunicerar med kunden om tariffer. Elnätsföretagen är dock fortsatt ansvariga för utformning av tariffer och behöver därför förmedla tariffinformation direkt till kund eller, via elhandlaren, till kund.

Samordningsrådet för smarta elnät lyfter fram behovet av kundförståelse vid introduktion av nya tariffer (SOU, 2014). Att kunderna förstår tariffens utformning är viktigt både för att tariffen ska få önskat genomslag på kundernas förbrukning och för att skapa acceptans för de nya tarifferna.

Aktörernas synpunkter på denna åtgärd har varit skiftande när det gäller val av informationskanal och förslag om att utnyttja hubben eller Elpriskollen, istället för via elnätsföretaget eller elhandlaren har framförts. De flesta har dock betonat att information är avgörande för att tariffer ska påverka kundbeteendet.

Åtgärden ses som avgörande för att övriga åtgärder inom tariffområdet ska få genomslag. Åtgärden konkretiseras i ellagen genom ett nytt stycke med titeln **Information om tariffer och möjligheter till kostnadsbesparingar för kund.**

Information om tariffer och möjligheter till kostnadsbesparingar för kund

4 kap. 12 a § Den som har nätkoncession ska offentliggöra sin nättariff till den del den avser avgifter och övriga villkor för överföring av el.

Den som har nätkoncession ska informera elanvändarna om hur nättarifferna är utformade.

Den som har nätkoncession ska informera om vilka möjligheter elanvändarna har att påverka sina kostnader genom att byta tariff eller genom att ändra sitt förbrukningsmönster.

Regeringen eller, efter regeringens bemyndigande, nätmyndigheten får meddela närmare föreskrifter om skyldigheterna enligt första – tredje stycket.

Utred om ersättning för nätnytta även kan ges till andra aktörer än producenter såsom förbrukningsanläggningar

Nätnyttoersättning betalas i nuläget ut till producenter för den nytta de skapar för elnätet i form av främst lägre nätförluster och lägre kostnader för överliggande nät. Med mer sol och vind, som inte kan bidra med svängmassa och reaktiv effekt på samma sätt som de traditionella energislagen, kan det skapas behov hos elnätsföretagen att ersätta aktörer för annat än besparingar för nätförluster och lägre kostnader för överliggande nät. Utöver kunderna kan exempelvis aggregatorer bidra med nätnytta. Ei föreslår därför att dels utreds vilka ytterligare aktörer som kan bidra med och ersättas för nätnytta och hur ersättningen ska beräknas.

Samordningsrådet för smarta elnät lyfte behovet att bättre tillvarata flexibilitet och resurser hos elanvändare för både system- och nätnytta (SOU, 2014). I nuläget finns det särskilda regler för nätföretag om att betala ersättning till elproducenter för nätnytta. Nätnyttoersättningen är enligt lagen tänkt att kompensera produktionsanläggningen för de sänkta kostnaderna som nätföretaget får för nätförluster och de sänkta kostnaderna för överliggande nät.

Nätnytta kan variera beroende på var i nätet den uppstår och en laststyrd kund kan därför göra mer nytta för att hantera lokala nätproblem. Ersättning för nätnytta kan därför användas som komplement till tariffer som inte får variera beroende på var i nätet kunden har sin förbrukning.

En utmaning med nätnyttoersättning är också hur den ska beräknas. De domstolsavgöranden som finns angående ersättning för nätnytta till producenter har visat på detta. Det innebär att metoderna för beräkning av nätnytta också behöver ses över i samband med att man överväger att utöka möjligheten till ersättning för exempelvis kundernas bidrag.

Eftersom beräkningen och utbetalningen av nätnytta påverkar elnätsföretagens kostnader bör åtgärden också kopplas ihop med den föreslagna översynen av incitamentsregleringen.

Det har varit övervägande positiva synpunkter på förslaget att utreda och definiera nätnytta också för uttagskunder. Flera aktörer har också fört fram behovet av att förtydliga hur nätnytta ska beräknas. En aktör efterlyste riktlinjer för hur nätnytta ska beräknas, för att få samma förutsättningar överallt. En annan aktör tyckte att nätnytta för uttagskunder ska ingå i tariffen och därmed inte regleras separat.

Ei ser nätnytta som ett komplement till korrekta tariffer, där den främsta fördelen med att reglera detta separat är att nätnytta kan variera beroende på var i nätet den tillförs, till skillnad från tariffer som måste vara enhetliga inom en kundkategori. Åtgärden bedöms också stärka kundernas möjligheter att få ersättning för den flexibilitet de bidrar med till elnätet

Utvärdering av incitament i elnätsregleringen som syftar till effektivt utnyttjande av elnätet

Från och med tillsynsperioden 2016–2019 finns incitament för effektivt nätutnyttjande inom ramen för Ei:s reglering av nätföretagens intäktsramar¹⁰⁵. Incitamenten har dock kritiserats för att vara för svaga. För att undersöka hur de nya incitamenten fungerar och för se över behovet av justeringar föreslås en översyn och utvärdering av incitamentsregleringen.

Bristande ekonomiska incitament har ofta lyfts fram som hinder för att nätföretag ska arbeta mer aktivt med efterfrågefleksibilitet. Förslag har inkommit om att införa nya incitament i elnätsregleringen för att uppmuntra efterfrågefleksibilitet. I linje med grundprincipen om att våra åtgärder framför allt ska vara långsiktiga, anser Ei att en utvärdering och översyn av de befintliga incitamenten ska genomföras.

Flera intressenter har välkomnat denna åtgärd och betonat att incitamenten är för svaga idag. En respondent efterlyste en tydlig målbild och långsiktighet vid en översyn av incitamenten. Andra ansåg att incitamenten istället skulle förenklas.

Resultat från översynen bör kunna användas för att utveckla incitamenten, lägga till nya incitament eller göra andra justeringar av incitamentsregleringen. Huvudsyftet är att stärka elnätsföretags incitament att effektivisera sin verksamhet, där användning av efterfrågefleksibilitet skulle kunna vara ett möjligt verktyg. Åtgärden ligger inom Ei:s verksamhet och kan genomföras utan lagändring eller särskilt uppdrag.

¹⁰⁵ EIFS 2015:6

6 Åtgärder inom området skatter och stödsystem

Energipolitiken syftar till att skapa villkor för en effektiv och hållbar energianvändning och en kostnadseffektiv svensk energiförsörjning med låg negativ inverkan på hälsa, miljö och klimat samt underlätta omställningen till ett ekologiskt uthålligt samhälle¹⁰⁶. Målet med den svenska elmarknadspolitiken är dessutom att åstadkomma en effektiv elmarknad med väl fungerande konkurrens som ger en säker tillgång till el på både kort och lång sikt till internationellt konkurrenskraftiga priser¹⁰⁷.

Marknadsmässiga- och legala hinder för en marknadsdriven efterfrågefleksibilitet kan undanröjas av staten genom ekonomiska och administrativa åtgärder så som skatter, stödsystem och regler (till exempel byggnormer). Ytterligare ett sätt för beslutsfattare att påverka utvecklingen av energimarknaderna är genom stöd till forskning inom energiområdet

6.1 Skatter och stödsystem för att uppnå olika politiska mål

Skatter och stödsystem kan användas för att förstärka prissignaler till kunderna eller för att göra det mer lönsamt att investera i utrustning eller anläggningar som möjliggör efterfrågefleksibilitet.

Skatter och stödsystem har olika syften och utfallet av att införa en skatt eller ett stödsystem är ytterst beroende på marknadsförutsättningarna för den aktuella branschen. För energisektorn används skatter primärt för att generera skatteintäkter (så kallade fiskala skatter) eller som ett styrmedel för att uppnå givna miljömål. Ett viktigt kriterium för att en fiskal skatt ska vara måleffektiv är att skattebasen är stabil över tid. Det innebär att marknadens aktörer inte ska ändra sitt beteende i allt för hög utsträckning om skatten introduceras. Eftersom skatter och stödsystem påverkar priset på föremålet i fråga kommer måleffektiviteten i en fiskal skatt att försämrast ju mer priskänsliga aktörerna är.

Syftet med skatter och stödsystem som styr mot exempelvis ett givet miljömål är att påverka marknadsaktörernas beteende. Skattebasen minskar då i takt med att marknadsaktörernas beteende ändras.

¹⁰⁶ <http://www.regeringen.se/regeringens-politik/energi/mal-och-visioner-for-energi/>

¹⁰⁷ <http://www.regeringen.se/regeringens-politik/energi/energimarknader/mal-for-energimarknader/>

6.2 Skatter och stödsystem kopplat till energisektorn

Här beskrivs översiktligt de skatter och stödsystem som påverkar energisektorn.

Energiskatter

Energibeskattnings är ett samlingsbegrepp för punktskatter på bränslen och el. Energi-, koldioxid- och svavelskatt regleras i lagen (1994:1776) om skatt på energi medan kväveoxidavgiften regleras i lagen (1990:613) om miljöavgifter på utsläpp av kväveoxider vid energiproduktion.

Energiskatt betalas för de flesta bränslen och baseras bland annat på energiinnehåll. All el som förbrukas i Sverige är som huvudregel skattepliktig och skatten betalas av slutanvändarna. Elproduktionen i Sverige omfattas av EU:s system för handel med utsläppsrätter men är i övrigt befriad från energi- och koldioxidskatt (det bränsle som används av producenterna själva beskattas dock).

Koldioxidskatt betalas per utsläppt kilo koldioxid för alla bränslen utom biobränsle och torv.¹⁰⁸ Svavelskatten baseras på svavelinnehållet i kol, torv och olja. Kväveoxidavgiften betalas per utsläppt kilo kväveoxid för förbränningsanläggningar som genererar minst 25 GWh per år.

Alla elproduktionsanläggningar betalar en industriell fastighetsskatt som varierar mellan olika anläggningstyper. För vattenkraftverk uppgår den industriella fastighetsskatten till 2,8 procent av fastighetens taxeringsvärde medan den för vindkraftverk är 0,2 procent. Övriga elproduktionsanläggningar betalar 0,5 procent.

För närvarande betalar kärnkraftproducenterna, utöver 0,5 procent fastighetsskatt, en särskild effektskatt som är baserad på den högsta tillåtna termiska effekten i reaktorerna. Skatten är i nuläget 14 770 kronor per MW och månad. Även en avgift på 0,3 öre per kWh tas ut enligt den så kallade Studsvikslagen¹⁰⁹ och i genomsnitt cirka 4 öre per kWh betalas till kärnavfallsfonden.

Den blocköverskridande energiöverenskommelsen föreslår att den särskilda fastighetsskatten för vattenkraftverk samt effektskatten på kärnkraft ska avvecklas stegvis från och med 2017. Finansiering av den slopade skatten på termisk effekt och sänkningen av fastighetsskatt på vattenkraft ska ske genom en höjning av energiskatten (Finansdepartementet, 2016).

¹⁰⁸ Basen för koldioxidskatten kan sammanfattas vara de fossila bränslen som omfattas av EU:s energiskattedirektiv, vilket innebär att biobränslen inte omfattas av skatten.

¹⁰⁹ Lagen (1988:1597) om finansiering av hanteringen av visst radioaktivt avfall m.m. (Studsvikslagen)

Elcertifikatsystemet

Elcertifikatssystemet, som regleras i lagen (2011:1200) om elcertifikat, är ett marknadsbaserat styrmedel som syftar till att uppnå det nationella målet för förnybar elproduktion. Elcertifikatsystemet finansieras av elkunderna.

För varje producerad MWh förnybar el får elproducenten ett elcertifikat. Producenterna kan sälja elcertifikaten till elleverantörer som är skyldiga att köpa en viss mängd elcertifikat i förhållande till sin elförsäljning. Elproducenten får då en extra intäkt för elproduktionen utöver grossistpriset. Efterfrågan på elcertifikat skapas genom att elleverantörer och vissa elanvändare¹¹⁰ enligt lag är skyldiga att köpa elcertifikat motsvarande en viss andel (kvot) av sin elförsäljning eller användning. På så vis uppstår en marknad för elcertifikat. Andelen certifikat som ska köpas (kvoten) är reglerad i lag och varierar från år till år. Kostnaden (marknadspriset) på elcertifikat ingår som en komponent i slutkundspriset för el. Marknadspriset på elcertifikatet varierar och beror på när elleverantören har köpt elcertifikatet, årets kvot samt typ av elavtal.

Marknadspriset på elcertifikat har under åren 2003–2015 varierat mellan 1,5 öre och 5,3 öre per kilowattimme. År 2014 kostade ett elcertifikat 2,8 öre per kilowattimme i genomsnitt.

EU:s system för handel med utsläppsrätter

EU:s system för handel med utsläppsrätter¹¹¹ syftar till att begränsa utsläppen av växthusgaser. Genom att prissätta de miljömässiga kostnader som är förknippade med växthusgaserna vill man att marknadsaktörerna¹¹² ska minska sina utsläpp.

Systemet bygger på att det årligen sätts ett tak för hur stora de sammanlagda utsläppen får vara (taket sänks årligen) och att utsläppsrätter motsvarande denna nivå ges ut. Företagen får sedan redovisa att deras faktiska utsläpp inte överstiger de utsläppsrätter som de har. Om ett företag har högre utsläpp än det har utsläppsrätter för kan det antingen köpa fler utsläppsrätter på marknaden eller investera i åtgärder som minskar företagets utsläpp. Ett företag som släpper ut mindre koldioxid än vad som motsvaras av dess utsläppsrätter kan antingen spara utsläppsrätterna eller sälja överskottet till andra företag (Energimyndigheten, 2016a).

¹¹⁰ Elintensiva industrier som är registrerade hos Energimyndigheten har rätt till avdrag vid beräkning av kvotplikten för den el som används i tillverkningsprocessen.

¹¹¹ EU Emission Trading Scheme, EU ETS

¹¹² Anläggningar som omfattas av EU ETS är förbränningsanläggningar med en installerad kapacitet över 20 MW samt mindre anläggningar anslutna till fjärrvärmenät med en total kapacitet över 20 MW. I Sverige gäller därmed att merparten av de energianläggningar som är anslutna till ett fjärrvärmenät omfattas. Dessutom ingår mineraloljeraffinaderier, koksverk, järn- och stålindustri, mineralindustri (cement, kalk, glas, keramik), pappers- och massaindustri, aluminiumtillverkning, flygverksamhet inom EES.

6.3 Områden där beslutsfattare kan påverka utvecklingen av efterfrågefleksibilitet

Det finns flera områden där beslutsfattare kan påverka utbudet av efterfrågefleksibilitet. Vi har delat in områdena i skatter, stöd kopplat till marknadens funktion och investeringsstöd.

Skatters påverkan på efterfrågefleksibilitet

Slutkundspriset på el påverkas direkt av energiskatt på el (elskatt), elcertifikat samt mervärdeskatt (moms) och indirekt av andra energiskatter i de fall skatten läggs på elproduktionen. Kundens elkostnad består av kostnader för distributionen (elnätet) elen (elhandel) och skatter. Kundens totala elkostnad består till ganska stor del av skatter, beroende på nätavgiftens storlek och elhandelsavtal så uppgår skatten till något över 1/3-del av den totala elkostnaden.

Ur efterfrågefleksibilitetssynpunkt är det mest intressant att titta på icke önskvärda styreffekter av fiskala skatter. Styrande skatter i form av koldioxidskatt, svavelskatt, kväveoxidavgift och utsläppsrätter kommer inte att diskuteras vidare då de syftar till att prissätta de samhällsekonomiska kostnader som utsläppen förorsakar. Systemet med elcertifikat är lite speciellt eftersom det syftar till att styra energimixen mot en ökad andel förnybar elproduktion men har ett fiskalt syfte gentemot kvotpliktiga elanvändare som finansierar stödsystemet.

Energiskatt på el (elskatt) och elcertifikatet är utformade som ett fast påslag på spotpriset medan momsen utgör ett procentuellt påslag på slutkundsprisets samtliga ingående komponenter, inklusive elskatt och elcertifikat.

År 2015 genererade elskatten sammanlagt cirka 20 miljarder kronor till statskassan¹¹³. El som insatsvara för att producera varor och tjänster är dock i grunden en nytta och inte något som bör begränsas. Detta gäller i synnerhet Sverige eftersom elproduktionen här har låga koldioxidutsläpp. Skatter med fiskalt syfte riskerar därmed att skapa välfärdsförluster i samhället eftersom skatten gör att det konsumeras för lite av varan.

Elskatten är differentierad beroende på *vem* som förbrukar elen och *var* den förbrukas geografiskt¹¹⁴. Väldigt förenklat har hushåll och servicesektor en punktskatt på 29,4 öre per kWh medan skattesatsen för industriell verksamhet och tillverkning (så kallad elintensiv industri) ligger i linje med EU:s miniminivå på 0,5 öre per kWh (SOU, 2015). Motivet till att skattesatsen är differentierad mellan olika elanvändare är att industrin är utsatt för internationell konkurrens och därmed riskerar att slås ut om elpriset blir betydligt högre än i konkurrentländerna. Hushåll och servicesektor är inte på samma sätt utsatta för internationell konkurrens och kan därför anses vara mindre känsliga för prisökningar på el. Hushålls- och servicesektorn utgör därför ett lämpligare underlag för en fiskal skatt än elintensiv industri.

¹¹³ <http://www.ekonomifakta.se/Fakta/Skatter/Skattetryck/Skatteintakter-per-skatt/>

¹¹⁴ Kommuner som har lägre elskatt är alla kommuner i Norrbottens län, Västerbottens län och Jämtlands län samt Torsby i Värmlands län, Sollefteå, Ånge och Örnsköldsvik i Västernorrlands län, Ljusdal i Gävleborgs län samt Malung-Sälen, Mora, Orsa och Älvdalen i Dalarnas län.

Trots att elskatten i grunden är fiskal så har den en prispåverkande effekt som resulterar i:

- Minskad elanvändning genom energieffektivisering
- Påverkan på elens relativpris gentemot andra insatsvaror

Eftersom skattesatsen för hushåll- och servicesektor överstiger den av EU lagstadgade miniminivån på 0,5 (EUR/MWh) klassas elskatten som en energieffektiviserande åtgärd enligt EU:s energiskattedirektiv (2003/96/EG). Höga slutkundspriser på el styr mot en ökad *energieffektivisering* över tid hos främst hushåll och servicesektorn genom att uppmuntra installation av till exempel energieffektivare värmepumpar, vitvaror och belysning.

Elskatten påverkar elens relativpris gentemot andra insatsvaror och kan göra elen mindre konkurrenskraftig gentemot andra insatsvaror. El kan ersättas av andra insatsvaror, framförallt när det gäller uppvärmning. Vilken insatsvara som blir mest konkurrenskraftig beror av hur slutkundspriserna förhåller sig till varandra en given tidsperiod, inklusive skatter och andra avgifter.

Ett bra exempel är fjärrvärmeproducenterna som påverkas av elskatten eftersom de är skyldiga att betala elskatt då de använder el som insatsvara för värmeproduktion. Elskattens påverkan på elpriset kan då göra att fjärrvärmeproducenten väljer en annan insatsvara för värmeproduktion trots ett lågt elgrossistpris.

Efterfrågeflexibilitet syftar till att elkunderna ska anpassa sin elanvändning efter olika prissignaler. Här förväntas slutkundspriset spela en central roll när kunden planerar sin energianvändning. En framtid med ökad efterfrågeflexibilitet i form av minskad användning av el kan därför innebära en mindre stabil skattebas från hushåll och servicesektor. Om däremot kunden flyttar elanvändning från en tidpunkt till en annan kommer skattebasen inte påverkas.

Möjligheter och hinder för efterfrågeflexibilitet - energiskatt, elcertifikat och moms

Vi har analyserat skatternas påverkan på kundernas efterfrågeflexibilitet utifrån två typer av efterfrågeflexibilitet och ett antal alternativa beteenden hos kunderna.

Analysen av de befintliga skatternas påverkan på efterfrågeflexibilitet visar att effekten i stor utsträckning beror på elanvändarnas beteende, teknologi och hur de agerar och jämför priser.

Elskatt, elcertifikat och mervärdesskatt (moms) stör prissignalen gentemot elanvändarna, eftersom elpriset inte längre reflekterar samhällets verkliga kostnader för produktionen. En framtid med ökad efterfrågeflexibilitet förutsätter att elanvändarna blir mer känsliga för prisförändringar på el jämfört med idag. Elskatt, elcertifikat och moms kommer då bidra till ett stabilare slutkundspris än om dessa inte funnits. Elskatten och elcertifikat utgör fasta påslag medan momsen utgör ett procentuellt påslag. Det procentuella påslaget leder till att de snedvridande effekterna blir mindre ju lägre elpriset är.

Elskatten och elcertifikatens påverkan på elkundernas incitament att flytta last beror på användarnas förmåga att förstå och agera på prissignalen. Medan elskatt och elcertifikat dämpar prissignalen för elkunder som reagerar på relativa

prisskillnader mellan timmar så kommer de inte att störa prissignalen för kunder som endast bryr sig om absoluta prisskillnader mellan timmar.

Eftersom momsen förstärker prisskillnaden mellan timmar i absoluta såväl som i relativa termer förstärks elanvändarnas incitament att flytta last över tid till följd av momsen.

Typförbrukare 1 som är flexibel utan att flytta förbrukning i tid

Kunder kan vara flexibla genom att *temporärt minska eller öka sin förbrukning* under timmar med höga eller låga priser. Den här flexibiliteten ger inte upphov till kompensation för den tillfälligt minskade eller ökade lasten. Exempel på denna typ av flexibilitet är ett fjärrvärmeproducenter som använder el som en alternativ insatsvara i sin fjärrvärmeproduktion när elpriset är lågt. Andra exempel är en villakund som eldar ved för uppvärmning när elpriset är högt eller industrikunder som reducerar sin produktion under perioder med högt elpris.

Priskänsligheten för variationer i slutkundspriset kan uttryckas som *egenpriselasticitet* och/eller *korspriselasticitet*. Egenpriselasticiteten uttrycker hur mycket elförbrukningen påverkas om elpriset ändras. Korspriselasticiteten uttrycker hur mycket förbrukningen av en annan (ersättande) insatsvara påverkas om elpriset ändras. En korspriselasticitet som är noll innebär att det inte finns några substitut till el¹¹⁵. Som undergrupp till typförbrukare 1, finns typförbrukare som reagerar på elpriset och typförbrukare som reagerar på elpriset i förhållande till priset på annan insatsvara.

En egenpriselasticitet som är större än noll innebär att efterfrågan en given timme varierar med elpriset. Ett exempel på en sådan typförbrukare är elintensiv industri som kan reagera på höga elpriser genom att dra ner på produktionen¹¹⁶ beroende på alternativkostnaden för uteblivna leveranser av det som skulle producerats. Vissa hushållskunder är förmodligen också beredda att reducera sitt värmebehov eller andra bekvämligheter under korta perioder med höga elpriser.

Skatter som är utformade som ett fast påslag påverkar prissignalerna på slutkundsmarknaden. Exempelvis indikerar nollpriser eller negativa priser på elgrossistmarknaden ett överskott i elsystemet och att elproducenter ger bort elen gratis eller till och med *betalar* kunder för att förbruka el en given timme. Energiskatten innebär dock att elkunden ändå måste betala 29,4 öre per kWh¹¹⁷, exklusive elcertifikat, överföringsavgifter och moms. Energiskatten stör alltså prissignalen eftersom elpriset inte längre reflekterar samhällets verkliga kostnader för produktionen.

Eftersom momsen påverkar slutkundspriset för hushållskunder¹¹⁸ så påverkar även denna skatt slutkundspriset och kan leda till att efterfrågan på el minskar.

¹¹⁵ Egenpriselasticitet innebär att man vandrar längs med efterfrågekurvan när priset på el ändras. En korspriselasticitet som är större än noll innebär istället att efterfrågekurvan på el skiftar när priset på en substitutiv insatsvara ändras.

¹¹⁶ Det kan vara svårt att öka produktionen vid låga elpriser om produktionen ligger nära maximal kapacitet.

¹¹⁷ Energiskatten för fjärrvärmearläggningar är lägre om värmen ska användas inom tillverkningsindustrin.

¹¹⁸ Företag kvittar ingående moms mot utgående moms.

Momsen på el bidrar därmed, i likhet med övriga skatter, till att försvaga prissignalen till kund vilket kan ge upphov till välfärdsförluster. Eftersom momsen är utformad som ett procentuellt påslag kommer dock välfärdsförlusterna att minska ju lägre elpriset är.

En korspriselasticitet som är större än noll innebär att elkunden kan byta ut el mot andra insatsvaror. Ett exempel på en sådan typförbrukare är fjärrvärmeproducenter som kan elda med olja, naturgas, biobränslen, avfall eller el beroende på vilket energislag som är mest konkurrenskraftigt för tillfället. Många hushåll kan även välja att byta ut el mot vedeldning eller pellets (det vill säga minska sin elförbrukning) under timmar eller perioder med höga elpriser. Välfärdsförlusterna ökar ju högre korspriselasticiteten är.

Eftersom momsen läggs på alla insatsvaror, el och alternativet, påverkar den inte relativpriset, och därmed är agerandet för typförbrukare som alternerar mellan olika insatsvaror opåverkat.

Typförbrukare 2 som flyttar last mellan timmar

Kunder kan vara flexibla genom att anpassa sig till prisvariationer under dygnet genom att *flytta last mellan timmar* beroende på var prisdifferensen är som störst. Den här flexibiliteten innebär att en temporär minskning eller ökning kompenseras med en ökning eller minskning i efterhand. Exempel på denna typ av flexibilitet är en villakund med styrbar värmepump som låter värmetrögheten i huset fungera som ett energilager. Ett annat exempel är batterilager som möjliggör att mer el köps vid lågpris och sparas för konsumtion under högpris.

Typförbrukare 2 reagerar endast på prisvariationer mellan timmar och flyttar last beroende på var differensen i slutkundspriset är som störst.

En elkund som har potential att flytta förbrukning mellan timmar kan ha olika sätt att reagera på prissignalen. En faktor är om elkunden reagerar på *relativa* eller *absoluta prisförändringar* mellan timmar när den står inför beslutet att genomföra åtgärder som möjliggör flytt av elförbrukning mellan timmar.

En elkunds agerande är avgörande för hur skatter och stödsystem påverkar deras incitament att flytta last och nedan beskrivs två olika beteendemönster.

Typförbrukare som reagerar på relativa prisförändringar mellan timmar kommer att bli flexibla när den procentuella prisförändringen är tillräckligt stor. Elskatten kommer att påverka den procentuella skillnaden vilket illustreras i Tabell 15. Räkneexemplet visar hur stort procentuellt genomslag en given prisförändring på elgrossistmarknaden får på slutkundspriset.¹¹⁹ Priset (P_t) mellan timme $t = 17$ och $t = 18$ på elgrossistmarknaden stiger från 20 öre till 40 öre. En förändring av elgrossistpriset (ΔP) med +20 öre motsvarar i relativa termer en prisförändring på 100 procent när det gäller elgrossistpriset men bara 25 procent när det gäller slutkundspriset vilket framgår av den högra kolumnen i Tabell 15.

¹¹⁹ Nättariffen antas i räkneexemplet inte vara tidsdifferentierad.

Tabell 15. Räkneexempel där typförbrukare reagerar på relativa prisförändringar mellan timmar

Marknadsplats	Priset timme 17: P_{17}	Priset timme 18: P_{18}	Relativ prisförändring: $\frac{\Delta P}{P_{17}} * 100$
Elgrossistmarknaden: Pris = elgrossistpris	20	40	100 %
Slutkundsmarknaden: Pris = (elgrossistpris + elhandel + elcert. + elnät + elskatt) * (1 + moms)	100	125	25 %

Källa: Egen bearbetning

Slutkundspriset för timme 17 är i det här förenklade räkneexemplet 100 öre. Givet att elnätstariffen inte är differentierad över tid kommer den tillsammans med andra fasta påslag såsom elhandelspåslaget, elcertifikat och elskatten inte att samvariera med elgrossistpriset. Detta gör att en procentuell prisförändring på elgrossistmarknaden inte får samma procentuella genomslag på slutkundspriset. En ökning av elgrossistpriset (ΔP) med 20 öre kommer i vårt exempel att leda till att slutkundspriset går från $P_{17} = 100$ till $P_{18} = 125$ öre, vilket motsvarar en ökning på 25 procent¹²⁰.

För typförbrukare som endast reagerar på *relativa* prisförändringar kommer fasta påslag såsom elskatt och elcertifikat att störa prissignalen (i procent) gentemot slutkund. En procentuell moms förstärker dock prissignalen (både i relativa och absoluta termer) på slutkundsmarknaden.

Den andra kategorin elkund reagerar på absoluta prisförändringar och gör en lönsamhetskalkyl över vad det skulle innebära att styra sin elförbrukning genom att beräkna vad differensen i slutkundspriset mellan timmar kommer att innebära i kronor och ören för att sedan relatera besparingen till kostnader för att vara flexibel.

Tabell 16 innehåller samma räkneexempel som ovan och visar hur stort genomslag en given absolut prisförändring på elgrossistmarknaden får på slutkundspriset. En förändring av elgrossistpriset (ΔP) med +20 öre motsvarar i absoluta tal en ökning med 25 öre på slutkundsmarknaden vilket framgår av den högra kolumnen i Tabell 16.

Tabell 16. Räkneexempel där typförbrukare 2.2 reagerar på absoluta prisförändringar mellan timmar

Marknadsplats	Priset timme 17: P_{17}	Priset timme 18: P_{18}	Relativ prisförändring: $\frac{\Delta P}{P_{17}} * 100$
Elgrossistmarknaden: Pris = elgrossistpris	20	40	20 öre
Slutkundsmarknaden: Pris = (elgrossistpris + elhandel + elcert. + elnät + elskatt) * (1 + moms)	100	125	25 öre

Källa: Egen bearbetning

¹²⁰ Anledningen till att slutkundspriset ökar med mer än 20 öre är den procentuella momsen på 25 procent som med sin konstruktion förstärker prisdifferensen mellan timmar.

En ökning av elgrossistpriset (ΔP) med 20 öre kommer i vårt exempel att leda till att slutkundspriset går från $P_{17} = 100$ till $P_{18} = 125$ öre, vilket motsvarar en ökning på 25 öre¹²¹.

För typförbrukare som reagerar på *absoluta* prisförändringar så kommer fasta påslag såsom energiskatten inte att störa prissignalen (i absoluta termer) gentemot slutkund.

En procentuell moms förstärker prissignalen (både i relativa och absoluta termer) på slutkundsmarknaden.

Alternativ till den befintliga energiskatten på el

Elskattens (energiskatten på el) påverkan på prissignalen på slutkundsmarknaden kan påverka incitamenten för efterfrågefleksibilitet, beroende på kundernas agerande. I detta projekt har vi översiktligt analyserat ett antal alternativ till den befintliga elskatten. Projektet har dock valt att inte presentera någon specifik åtgärd på detta område utan föreslår istället att det görs en grundlig översyn av skattefrågan ur ett flexibilitetsperspektiv.

Proportionell energiskatt

En proportionell elskatt istället för en statisk punktskatt skulle resultera i att prisvariationer på elgrossistmarknaden skulle få ett större genomslag på slutkundspriset på el. Även om den nuvarande elskatten inte påverkar den absoluta prisdifferensen mellan timmar på slutkundsmarknaden så minskar den elgrossistprisets och nättariffens procentuella genomslag på slutkundspriset. En proportionell energiskatt är dynamisk i det avseendet att den varierar med elgrossistpriset och förstärker därmed prisvolatiliteten på slutkundsmarknaden, både i absoluta och i relativa termer.

Om energiskatten skulle göras dynamisk skulle den förstärka prisvariationerna på slutkundsmarknaden och därigenom kunna bidra till en ökad efterfrågefleksibilitet. Det är dock inte uppenbart varför prissignalen på slutkundsmarknaden måste förstärkas med den storlek som skatten skulle leda till. Det är svårt att uppnå både ett fiskalt mål (cirka 20 miljarder till statskassan) samtidigt som den ska uppmuntra till en samhällsekonomiskt optimal nivå på efterfrågefleksibilitet.

Flera marknadsaktörer har under Ei:s första hearing lyft fram att energiskatten och elcertifikatet stör marknadens prissignal till slutkund vilket minskar incitamenten att flytta last. Detta beror dock på hur kunderna reagerar på prisförändringar mellan timmar.

En absolut majoritet av de aktörer som lämnat synpunkter i samband med Ei:s andra hearing är motståndare till en proportionell energiskatt. Många tar upp de

¹²¹ Anledningen till att slutkundspriset ökar med mer än 20 öre är den procentuella momsen på 25 procent som med sin konstruktion förstärker prisdifferensen mellan timmar.

oförutsägbara skatteeffekter som en proportionell energiskatt skulle innebära. Energiföretagen Sverige menar att:

Energiskatten är i grunden en fiskal skatt och således inte främst till för att vara ett styrmedel. Ur den synvinkeln är det tveksamt att använda skatten för att förstärka prissignalen. I sådant fall är det bättre att sänka skatten så att prisvariationer på grossistmarknaden får större genomslag.

Företrädare för elintensiv industri är också negativa till en proportionell energiskatt på grund av att den förmodligen skulle öka skattetrycket och därmed försämra medlemmarnas internationella konkurrenskraft. De framför även att för den el, som används utanför tillverkningsprocessen, skulle en proportionerlig skatt kunna innebära att skatten blir mycket hög vid höga elpriser, vilket också skulle försämra konkurrenskraften och ge kostnader som är svåra att förutse.

Reducerad elskatt för samtliga kundgrupper

För att minimera de välfärdsförluster som fiskala skatter ger upphov till bör de utformas så att de stör marknaden så lite som möjligt. De välfärdsförluster som energiskatten på el orsakar förväntas öka i en framtid med ökad efterfrågefleksibilitet och mer priskänsliga elkunder eftersom den dämpar prissignalen till kund. En energiskatt på el gör dessutom elen mindre konkurrenskraftig jämfört med andra insatsvaror vilket riskerar att fördröja omställningen till förnybara energislag.

Reducerad elskatt för förbrukare som kan byta el mot andra insatsvaror

Energiskatten ändrar relativpriset mellan olika insatsfaktorer vilket påverkar beteendet hos kunder som kan substituera el mot andra insatsfaktorer.

Att ha olika energiskatt beroende på om kunderna kan byta ut el mot andra insatsvaror, främst när det gäller uppvärmning kan skapa incitament till ökade installationer av braskaminer, pelletskaminer etc. hos slutkunder vilket kan ha negativa effekter på luftkvalitet och miljö.

Om exempelvis fjärrvärmeproducenter skulle få en reducerad energiskatt skulle de i större utsträckning än idag kunna bidra med att använda el för värmeproduktion under timmar med elöverskott och låga elgrossistpriser. Eftersom det är tillgången på vind, snarare än efterfrågan på el, som styr vindkraftsproduktionen, så kan det uppstå timmar när ett överutbud av vindkraft pressar ner elpriset. Sannolikheten för detta ökar ju mer vindkraft som finns i systemet. Vattenfall uppger att Sveriges befintliga fjärrvärmesystem kan ta hand om all producerad svensk vindkraft i flera timmar för att hantera en situation med elöverskott¹²².

Stöd kopplat till marknadens funktion (effektreserven)

Sverige har en marknadslösning med en så kallad energy only-marknad. Det innebär att producenterna får betalt för producerad energi och inte för installerad kapacitet. På en sådan marknad är det viktigt att identifiera de flexibilitetsresurser som har incitament att bidra till att förhindra effektbristsituationer. En grundläggande förutsättning för att efterfrågefleksibilitet ska bidra till att avhjälpa

¹²² Montel-Kraft-Affärer nummer 18, 2016

effektbristsituationer är att vi har effektiva priser som reflekterar knapphet i systemet. Saknas prissignalen för knapphet finns risken att kunder förbrukar el som de inte hade valt att förbruka om de mött den verkliga kostnaden. För att få till stånd tydliga prissignaler på marknaden behövs en väl fungerande grossistmarknad och en tydlig koppling mellan grossistmarknad och slutkundsmarknad. Det nordiska systemet, där största delen av produktionen (mer än 90 procent för Sverige) handlas på dagen före-marknaden, möjliggör att en signal om knapphet kan föras vidare till kunderna.

En väl fungerande energy only-marknad kommer enligt teorin att leverera en samhällsekonomiskt optimal leveranssäkerhet. Exempel på faktorer som leder till att den samhällsekonomiskt optimala jämvikten inte nås är förekomsten av pristak, ofullständig information, risker som är förknippade med regelverk och investerare som inte vill utsätta sig för risk (De Vries, 2003). Dessa faktorer kan leda till ett marknadsmisslyckande med en lägre leveranssäkerhet än vad som är optimalt som följd. Leveranssäkerhet i detta sammanhang handlar om att marknaden har förmåga att producera tillräckligt stor mängd el för att hantera efterfrågan. Det handlar alltså inte om den typ av leveranssäkerhet som avser avbrott på elnätet till följd av exempelvis nedblåsta ledningar.

Effektreserven är en strategisk reserv vilken innebär att Svenska kraftnät upphandlar kapacitetsreserver inför varje vinter. Det är även Svenska kraftnät som aktiverar reserven vid de tillfällen då det förväntas uppstå en bristsituation. Svenska kraftnät upphandlar effektreserven genom att ingå avtal med elproducenter om att reservera produktionskapacitet och elkunder om att minska sin elförbrukning.

Sedan april 2014 ska den andel av effektreserven som upphandlas genom avtal om minskad elförbrukning vara minst 25 procent¹²³. Förbrukningsanbud konkurrerar således inte direkt med flexibel produktion i upphandlingen och det blir olika jämviktspriser för de olika flexibilitetsresurserna. Inför vinterperioden 2016/2017 har Svenska kraftnät valt att reservera 34 procent av effektreserven till förbrukningsbud. För säsongen 2015/2016 upphandlade Svenska kraftnät en effektreserv på 1 000 MW till en kostnad av 64 miljoner kronor. Genomsnittspriset för reduktionsbud som tilldelades kontrakt var 35 000 kronor per MW. Produktionsbud som tilldelades kontrakt hade ett genomsnittspris på 79 000 kronor per MW.¹²⁴

Kraven som ställs på anbudsgivarna skiljer sig åt mellan produktionsbud och förbrukningsbud. Medan produktionsbud ska ha en uthållighet på 100 timmar behöver förbrukningsbud endast vara uthålliga två timmar, med en återhämtningstid på sex timmar. För att delta i effektreserven ställs även krav på att förbrukningsreduktionen ska kunna genomföras inom 15 minuter.

¹²³ Förordning om ändring i förordningen (2010:2004) om effektreserv.

¹²⁴ Uppgifter från Svenska kraftnät.

De aktörer som deltar i effektreserven får en fast ersättning för att reservera kapacitet vilket gör att reserven kan betraktas som ett stödsystem för att öka leveranssäkerheten.

Kostnaden för effektreserven finansieras genom en avgift för balansansvariga som baseras på balansansvarets omfattning och storleken av den balansansvariges obalans under den tidsperiod som avgiften avser. Avgiften bestäms enligt lagen (2003:436) om effektreserv och förordning (2010:2004) om effektreserv av Svenska kraftnät.

Möjligheter och hinder – stöd kopplat till marknadens funktion (effektreserven)

Ei ser både möjligheter och hinder med att ha en effektreserv ur ett efterfrågefleksibilitetsperspektiv. Hindren består främst i att det finns en risk att de flexibla kunderna väljer att få betalt från effektreserven för sin flexibilitet istället för att agera flexibelt på de marknader som finns. Tillgången till en effektreserv kan även skapa en risk att kunder inte känner något behov av att vara flexibla.

En möjlighet med effektreserven är att den kan väcka kundernas intresse för att vara flexibla samtidigt som det är en marknadsplats där efterfrågefleksibilitet gynnas genom att den har en kvoterad andel av effektreserven.

Svenska kraftnäts val att reservera 34 procent av effektreserven till förbrukningsbud är mer ambitiöst än de 25 procent som de är ålagda att reservera. Den låga genomsnittskostnaden för förbrukningsbuden indikerar att förbrukningsbuden är kostnadseffektiva i förhållande till produktionsbuden.

En energy only-marknad förutsätter att knapphetspriser ska få fullt genomslag på elmarknaden. För att vara så lite marknadsstörande som möjligt bör därför resurserna prissättas till maxpris på respektive marknadsplats. Först då ger en energy only-marknad aktörerna korrekta incitament att investera i topplastkapacitet eller vidta åtgärder som möjliggör efterfrågefleksibilitet. Med nuvarande utformning kommer effektreserven, om den aktiveras, att dämpa prisvariationerna på olika marknadsplatser och därmed minska lönsamheten för samtliga flexibilitetsresurser på övriga delar av elmarknaden – produktion såväl som konsumtion.

Eftersom ett av typproblemen som ska lösas med efterfrågefleksibiliteten är effektristsituation utgår vi ifrån att effektreserven inte längre ska behövas. Vi föreslår därför ingen åtgärd inom detta område.

Investeringsstöd – påverkan på efterfrågefleksibilitet

Beslutsfattare har med hjälp av olika typer av stödsystem möjlighet att förstärka kundernas drivkrafter att vara flexibla. Det kan exempelvis gälla stöd för olika typer av teknologier som möjliggör efterfrågefleksibilitet. Om de samlade privatekonomiska incitamenten för att genomföra en investering är mindre än nyttan för samhället kommer inte en samhällsekonomiskt optimal nivå på efterfrågefleksibilitet att uppnås. Om så är fallet kan det motivera att staten finansierar investeringar i nya flexibilitetsresurser (Malcolm, 2001).

Den grundläggande frågan en beslutsfattare måste ställa sig är om marknaden eller teknologin för efterfrågefleksibilitet är associerad med positiva externa effekter såsom exempelvis inlärningseffekter eller om den bidrar till ökad leveranssäkerhet eller andra välfärdsvinster. Det är också viktigt att utvärdera och utforma styrmedlet så att välfärdsvinsternas storlek är minst lika stora som samhällets kostnader för att finansiera subventionen (Walawalkar, et al., 2008).

Möjligheter och hinder – investeringsstöd

Ei har identifierat att styrutrustning i värmeanläggningar hos kund (exempelvis elvärmekunder med värmepump) och energilagring hos elkunder kan resultera i en ökad efterfrågefleksibilitet.

Även om efterfrågefleksibilitet har nämnts flitigt i debatten under senare år så är den fortfarande en omogen marknad. Kundenkäten som Sweco har genomfört¹²⁵ bekräftar att elanvändarna i många fall inte har kunskap om vad efterfrågefleksibilitet innebär. Energitjänsteleverantörer som nischer sig mot tjänster som möjliggör automatisk styrning av last måste lägga omfattande resurser på att utbilda kunderna om efterfrågefleksibilitetens fördelar. Utbildningsinsatserna som enskilda företag gör inom detta område kan sprida sig på marknaden så att företagets konkurrenter kan åtnjuta lägre kostnader för att träda in i marknaden i framtiden (Van Benthem, et al., 2008).

Branschföreträdare har uppgett att marknadsföringsinsatser för att utbilda kunderna i efterfrågefleksibilitet är kostnadsdrivande. När väl informationen har nått en kritisk massa så kommer det att vara billigare för andra konkurrenter att marknadsföra styrutrustning.

Spridningseffekter på en marknad kan uppstå i samband med projekt som innehåller ny teknik eller genererar ny kunskap (Broberg, et al., 2010). Positiva spridnings- och miljöeffekter som inte är prissatta på marknaden medför att projektens lönsamhet blir högre för samhället än för projektägarna. Investeringsgraden blir därför lägre än vad som är samhällsekonomiskt motiverat, vilket kan motivera att staten skjuter till medel.

Ett stöd för energilagring och/eller styrutrustning skulle kunna motiveras med att nyttan för systemet är större än nyttan för den enskilda kunden. Om nyttan för den enskilda kunden blir för låg finns en risk att investeringar inte kommer till stånd om inte ett investeringsstöd ges.

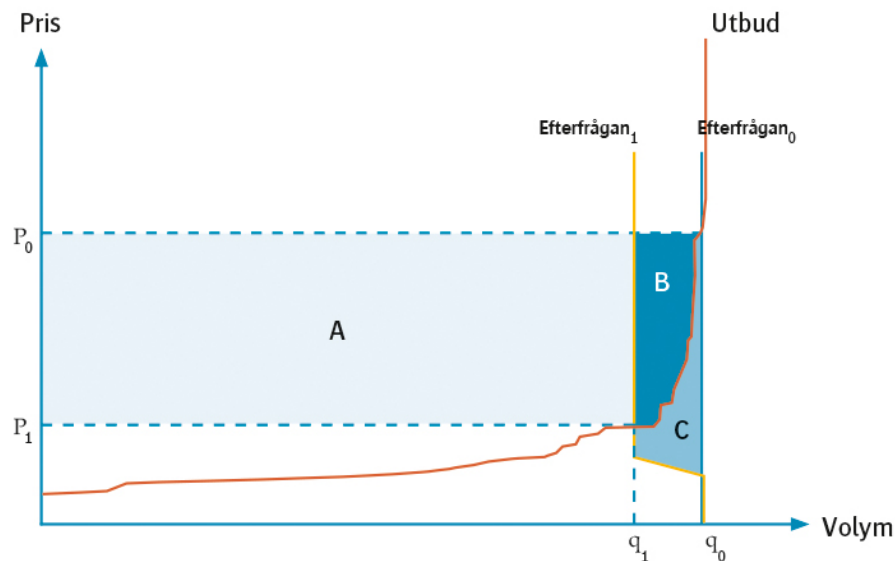
Figur 9 illustrerar situationen på dagen före-marknaden under en högladdningstid där elanvändarnas priskänslighet initialt inte kommer in i prispbildningen. Den heldragna vertikala linjen representerar den initiala efterfrågan som är helt prisokänslig och därmed vertikal. Det initiala marknadspriset på el (p_0) och den handlade volymen (q_0) uppstår i skärningspunkten mellan utbudskurvan och efterfrågekurvan.

En subvention för att uppmuntra efterfrågefleksibilitet resulterar i att några elanvändare blir mer priskänsliga på grund av de förstärkta ekonomiska

¹²⁵ Läs mer i kapitel 3

incitamenten. Detta illustreras genom att efterfrågekurvan viker av vid en viss prisnivå. Den flackare delen av efterfrågekurvan representerar ett mer priskänsligt kundsegment. Efterfrågekurvan blir sedan återigen vertikal eftersom det resterande kundkollektivet fortfarande är prisokänsligt. Det nya marknadspriset på el (p_1) och den handlade volymen (q_1) är lägre än det initiala marknadspriset.

Figur 9. Utvärdering av stödsystem för att stimulera efterfrågefleksibilitet



Källa: Walawalkar, et al. (2008), egen bearbetning.

Effekterna av en subvention som bidrar till en mer priskänslig efterfrågan utgörs av:

- Ytan A representerar en ökning av konsumentöverskottet på bekostnad av elproducenter.
- Ytan B representerar en ökning av konsumentöverskottet för priskänsliga elanvändare på bekostnad av elproducenter.
- Ytan C representerar välfärdsvinsten i samhället på grund efterfrågefleksibilitet.

De välfärdsvinster som uppstår på dagen före-marknaden av det ändrade kundbeteendet (ytan C) ska vägas mot de kostnader samhället har för att finansiera subventionen. Samhällets kostnader för att finansiera subventionen får inte vara större än de samhällsvinster som uppstår. Den ökning av konsumentöverskott som illustreras i Figur 9 sker på bekostnad av producenternas överskott. Efterfrågefleksibilitet är därmed också viktig för att stärka kundernas ställning på marknaden.

Välfärdsvinsterna på dagen före-marknaden av ett stödsystem beror på hur priskänslig efterfrågan blir efter införandet. Ett stödsystem bidrar till en ökad priskänslighet genom att förstärka de ekonomiska incitamenten att anpassa sitt

effektuttag. Ett stödsystem kan även påverka kundernas beteende på fler sätt än enbart genom prissignalen. Det signalvärde som ett stödsystem har kan bidra till att lyfta upp efterfrågefleksibilitet som en viktig fråga. Den ökade marknadsföringen av efterfrågefleksibilitet kan därmed bidra till att göra elkunderna ännu mer priskänsliga genom att medvetandegöra dem om fördelarna med att anpassa sitt effektuttag till olika signaler.

Ett investeringsstöd för energilager eller styrsystem kan således motiveras på samhällsekonomiska grunder om välfärdsvinsten av den ökade priskänsligheten som blir ett resultat av investeringen är minst lika stor som kostnaden för subventionen. Exakt hur stora välfärdsvinsterna blir är svårt att uppskatta då ett investeringsstöd kan leda till nytta på flera nivåer i elsystemet.

Stöd för energilager

Regeringen beslutade sedan den 29 september 2016 en förordning om bidrag till lagring av egenproducerad elenergi (förordning 2016:899) som möjliggör för privatpersoner att få bidrag för installation av system för lagring av egenproducerad elenergi. Bidraget är tidsbegränsat och får endast ges till åtgärder som påbörjats tidigast den 1 januari 2016 och slutförts senast den 31 december 2019.

Kraven som ställs på systemet som bidraget ska kunna gå till är att det ska vara kopplat till en anläggning för egenproduktion av förnybar el som är ansluten till elnätet. Det ska bidra till att lagra elenergi för användning vid ett annat tillfälle än produktionstillfället, och till att öka den årliga andelen egenproducerad elenergi som används inom fastigheten för att tillgodose det egna elbehovet.

Länsstyrelsen beslutar om bidrag och bidrag får ges med högst 60 procent av de bidragsberättigade kostnaderna, dock högst med 50 000 kronor.

6.4 Föreslagna åtgärder inom området skatter och stödsystem

I det här avsnittet sammanfattar vi Ei:s åtgärdsförslag inom området *skatter och stödsystem* med syfte att öka förekomsten av efterfrågefleksibilitet på elmarknaden. Åtgärderna sammanställs i Tabell 17 och beskrivs närmare i detta avsnitt.

De föreslagna åtgärderna inom skatter och stödsystem är i linje med grundprinciperna:

- Aktörer som orsakar kostnader för systemet ska betala för dessa.
- Skatter och stödsystem kan vara motiverade på omogna marknader om det finns inlärningseffekter med spridningseffekter som inte är prissatta på marknaden vilket medför att ett projekt är mer lönsamt för samhället än för projektägaren.
- Skatter och stödsystem kan vara motiverade om det finns system- eller miljöeffekter som inte är prissatta på marknaden vilket medför att en investering är mer lönsam för samhället än för investeraren.

Tabell 17. Aktiviteter, hinder och åtgärder för beslutsfattare att stimulera efterfrågeflexibilitet

Aktiviteter	Hinder eller bristande drivkrafter	Åtgärder
Energiskatt på el, elcertifikat och moms	Energiskatt på el och elcertifikat snedvrider elens konkurrenskraft gentemot andra insatsvaror Energiskatt på el och elcertifikat dämpar den procentuella prisskillnaden på slutkundsmarknaden	Översyn av energiskatten på el för att möta framtidens energikutmaningar
Effektreserven	Effektreserven leder till att kunderna inte behöver vara flexibla	Med en mer flexibel elanvändning minskar behovet av en effektreserv, vi föreslår därför ingen åtgärd
Investeringsstöd	Omogen marknad Nytta för enskilda kunder är lägre än nyttan för systemet Initiala utbildningskostnader ¹²⁶	Utforma ett investeringsstöd för styrutrustning av värmelaster

Källa: Ei

Översyn av energiskatten av el för att möta framtidens energikutmaningar

Ei föreslår att energiskatten av el (elskatten) ses över i syfte att möta framtidens krav på en mer flexibel elanvändning.

Analysen av de befintliga skatternas påverkan på efterfrågeflexibilitet visar att effekten i stor utsträckning beror på elanvändarnas beteende, tillgång till teknologi och hur de agerar och jämför priser.

Elskatten är främst en fiskal skatt som stör prissignalen gentemot elanvändarna, eftersom elpriset inte längre reflekterar samhällets verkliga kostnader för produktionen. En framtid med ökad efterfrågeflexibilitet förutsätter att elanvändarna blir mer känsliga för prisförändringar på el jämfört med idag och kostnaden för elskatten riskerar i det sammanhanget att dämpa prissignalerna.

Elskattens påverkan på kundernas incitament att flytta last beror på hur användarna agerar på prissignalen. Elskatt dämpar prissignalen för kunder som reagerar på procentuella prisskillnader mellan timmar men stör inte prissignalen för kunder som endast bryr sig om absoluta prisskillnader mellan timmar.

Eftersom momsen förstärker prisskillnaden mellan timmar i absoluta såväl som relativa termer förstärks elanvändarnas incitament att flytta last över tid till följd av momsen.

Ei har tagit ett första steg i att analysera några alternativ till den befintliga elskatten. Dessa beskrivs i avsnitt 6.3. Elskatten påverkar förutsättningarna för efterfrågeflexibilitet och Ei föreslår därför att frågan ska utredas ytterligare.

¹²⁶ Hanteras under åtgärden informationsinsatser i kapitel 3, kund.

Utforma ett investeringsstöd för styrutrustning av värmelaster

Ei föreslår att regeringen ger Energimyndigheten i uppdrag att ta fram ett förslag på investeringsstöd för styrutrustning av värmelaster. Uppdraget kan med fördel göras i samråd med Ei.

Den uppskattade potentialen i uppvärmning inom hushållssektorn är mellan 1500 och 5500 MW, se Tabell 2 i kapitel 2. Den här flexibilitetsresursen kan skapa nyttor på flera nivåer i elsystemet. Det kan finnas flera förklaringar till varför den tekniska potentialen inte har realiserats i någon större utsträckning i dagsläget. En viktig anledning är att det finns inträdeshinder som gör att förbrukarna inte anser att det är lönsamt att vidta åtgärder som möjliggör efterfrågefleksibilitet. Höga kostnader för att investera i nödvändig styrutrustning i förhållande till besparingspotentialen är ett exempel på ett inträdeshinder. Låg kunskapsnivå om efterfrågefleksibilitet är ett annat. För att kunna utnyttja potentialen krävs sannolikt en högre grad av automatisering, enkelhet och andra incitament än vad som finns i dagsläget (Chalmers, 2014:b).

En subvention kan vara lämplig eftersom de som är "tidigare användare" annars får betala en högre kostnad för att kunna vara flexibla, både i form av utrustning och informationshantering, vilket bromsar utvecklingen. Ett exempel är ett svenskt företag där kostnaden för styrutrustning i värmepump uppgår till cirka 5 000 kronor¹²⁷. Både energitjänsteföretag såväl som förbrukare riskerar då att avvakta med investeringen tills kostnaden för utrustning och informationshantering sjunker och marknaden blir mer mogen. Detta motiverar att staten till en början subventionerar kundens investering i styrutrustning för att snabba på utvecklingen.

För att minska den administrativa bördan för kunderna skulle leverantörerna av styrutrustning kunna vara de som söker stödet och avdraget görs direkt på kundens faktura. Liknande ROT- och RUT avdraget där leverantören söker skatteåterbetalning för arbeten utförda hos kunden. En hantering där leverantören istället för kunden söker stödet skulle även minska de administrativa kostnaderna för länsstyrelserna som ofta administrerar denna typ av stöd. De aktörer som Ei ser som sökande är energitjänsteföretag som säljer en styrutrustning som appliceras på kundens befintliga anläggningar. Det kan även vara leverantörer som väljer att bygga in styrutrustning i produkter som säljs, exempelvis värmepumpar.

År 2006 införde Norge ett investeringsstöd för utrustning som möjliggör laststyrning. Stödet administreras av Enova¹²⁸. Utrustning som möjliggör styrning av hushållets värmelast kan få stöd motsvarande 20 procent av den totala investeringskostnaden, inklusive moms, eller maximalt 4 000 norska kronor. Stödet ges till de som bor i villa eller större bostäder, kan dela in bostaden i flera värmezoner och som har en livssituation där det är möjligt att sänka inomhustemperaturen i fem timmar eller mer¹²⁹.

¹²⁷ Tabell 30 i avsnitt 7.4

¹²⁸ Enova är ägt av norska staten och verkar för en mer miljövänlig produktion och konsumtion av energi. Detta görs i huvudsak genom ekonomisk stöttning och rådgivning.

¹²⁹ <https://www.enova.no/finansiering/privat/enovatilskuddet-/varmestyringssystem/912/0/>

En svensk subvention för styrutrustning kommer att påverka elanvändarnas investeringsbeslut. Fler intäktsströmmar eller lägre kostnader innebär att värdet av en investering som möjliggör efterfrågefleksibilitet ökar. Utöver att förbättra affärsmöjligheten för kunden har subventionen även ett signalvärde gentemot elanvändarna. De som bidrar till systemnytta och till att öka kunskapen om efterfrågefleksibilitet ska inte behöva stå för hela kostnaden. En subventionering till kund gör att lönsamheten för kund blir bättre med efterfrågefleksibilitet utan att tjänsteföretaget samtidigt åläggs högre kostnader. Tjänsteföretaget får en ökad möjlighet att göra affärer då kostnaden för kund blir lägre än de annars hade varit. Risker finns att detta skulle kunna bli kostnadsdrivande, det vill säga att kostnaden till kund är lika hög som förut och mellanskillnaden blir vinst för energitjänsteföretaget. Detta är viktigt att ha i åtanke när detaljerna kring stödets omfattning och längd tas fram. Perioden, under vilket investeringsstödet betalas ut, bör begränsas till ett antal år för att sedan fasas ut.

När regelverket fastställs är det viktigt att samtidigt sätta upp ett mål för hur mycket efterfrågefleksibilitet som ska realiseras. För att underlätta att målet uppnås bör subventionen villkoras med åtminstone två krav. För det första att hushållets flexibilitetspotential rapporteras in till tjänstehubben (i enlighet med förslaget om inrapportering i tjänstehubben som beskrivs i kapitel 3). För det andra bör subventionen villkoras med en minimumkapacitet för hur mycket last som ska kunna styras under exempelvis ett dygn eller en timme. Detta för att säkerställa att styrmedlet når det uppsatta målet samt att samhällets kostnader för att finansiera subventionen inte överstiger de samlade nyttor som den ökade efterfrågefleksibiliteten bidrar med i elsystemet.

7 Kostnad och nytta av efterfrågefleksibilitet

Den samhällsekonomiska nyttan och kostnaden av ökad efterfrågefleksibilitet är svår att uppskatta och kräver många antaganden. Samhällets nytta av de åtgärder som Ei föreslår måste överstiga kostnaden för att åtgärds paketet ska vara motiverat att genomföra. För att kunden och aktörerna ska börja använda efterfrågefleksibilitet måste de dessutom uppleva att nyttan är större än kostnaden för att utnyttja efterfrågefleksibilitet. I det här kapitlet analyserar vi nyttorna för samhället av en ökad efterfrågefleksibilitet, drivkraften för kunden att vara flexibel i sin elanvändning och kostnaderna för vissa av åtgärderna i åtgärds paketet. En konsekvensanalys per aktör presenteras i kapitel 9.

7.1 Föreslaget åtgärds paket för ökad efterfrågefleksibilitet

Åtgärds paketet består av de föreslagna åtgärderna inom områdena kund, elmarknad, elnät samt skatter och stödsystem som presenterats i kapitlen 3-6. Åtgärds paketet summeras i Tabell 18 utifrån handlingsplanen för att uppnå ökad efterfrågefleksibilitet. I tabellen har vi även indikerat när respektive åtgärd bör genomföras för att uppnå en ökad efterfrågefleksibilitet till 2030. Planen för genomförandet är högst osäker och beror exempelvis av när viktiga förutsättningar som tjänstehubben tas i bruk. Planen visar, förutom en indikation på när i tiden åtgärden bör genomföras, i vilken ordning de bör göras.

Tabell 18. Föreslagna åtgärder för att uppnå handlingsplanen för ökad efterfrågefleksibilitet

Handlingsplan	Åtgärder	Tidplan
Öka kundernas medvetenhet om efterfrågefleksibilitet	Kundanpassad information om efterfrågefleksibilitet (informationskampanj och webbportal)	Informationskampanj 2020–2022 när subventionen för styrutrustning startar samt 2025 när den sista åtgärden är på plats Webbportal på plats senast 2025
Kartlägg potentialen för efterfrågefleksibilitet och identifiera hjälpmedel för att praktiskt kunna förverkliga potentialen	Timmätning och tillgång till timvärden för samtliga kunder	När funktionskraven finns på plats (senast 2025)
	Skapa förutsättningar i tjänstehubben för frivillig inrapportering av flexibilitetspotential	När tjänstehubben finns på plats (senast 2020)
	Regeringen bör ge Boverket i uppdrag att inkludera efterfrågefleksibilitetspotential i energideklarationen	Utreds vidare 2017–2018
	Regeringen bör ge Energimyndigheten i uppdrag att: - informera om efterfrågefleksibilitet inför energikartläggningen i stora företag - informera om efterfrågefleksibilitet vid stöd till energikartläggning i små och medelstora företag	Utreds vidare 2017–2018 Utreds vidare 2017–2018
	Regeringen bör ge Energimyndigheten i uppdrag att ta fram ett investeringsstöd för styrutrustning av värmelaster	Utreds vidare 2017–2018

Handlingsplan	Åtgärder	Tidplan
Främja efterfrågefleksibilitet genom att kunderna ges information om valmöjligheter	Krav på elnätsföretag att informera sina kunder om tariffer och andra möjligheter till kostnadsbesparingar	Träder i kraft 2017–2018
	Krav på löpande information från elhandlare till kund angående efterfrågefleksibilitet	När Ei får föreskriftsrätt enligt föreslagen ändring ¹³⁰ i 8 kap. 17 § ellagen
	Ei utvecklar Elpriskollen i syfte att främja efterfrågefleksibilitet genom att:	2017–2018
	- redovisa timprisavtal på Elpriskollen - inkludera även nättariffer på Elpriskollen - skapa ett simuleringsverktyg på Elpriskollen för att uppskatta kundens besparingspotential av att välja olika erbjudanden - vidta åtgärder för att enklare kunna dela data från Elpriskollen med andra aktörer som vill utveckla smarta tjänster till kund	2019–2020 (efter föreskrifter för tariffutformning) 2021–2022 (efter att tjänstehubben är på plats) 2021–2022 (efter att utvecklingen av Elpriskollen har genomförts)
Främja efterfrågefleksibilitet genom att skapa incitament för kunden att erbjuda sin flexibilitet till aktörer	Ei utvärderar incitamenten i elnätsregleringen som syftar till effektivt utnyttjande av elnätet	Utreds vidare 2017–2018
	Krav på dygnsvis timavräkning för samtliga kunder	När funktionskraven finns på plats (senast 2025)
	Ei utreder om ersättning för nätnytta även kan ges till andra aktörer än producenter såsom förbrukningsanläggningar	2017–2018
	Bemyndigande till Ei att utforma föreskrifter om nättariffernas utformning	2017
	Tillåta stegvis införande av nya tariffer och tillåta pilotprojekt avseende tariffer	2017
	Regeringen bör ge Svenska kraftnät i uppdrag att:	
	- utreda hur förbrukningsbud kan främjas på reglerkraftmarknaden	Utreds vidare 2017–2018
	- utreda hur förutsättningar för automatiska reserver från förbrukningssidan kan främjas	Utreds vidare 2017–2018
	Ei verkar för att produkter som främjar efterfrågefleksibilitet (möjliggör flytt av last) kan erbjudas av elbörserna	2017–2018
	Ei analyserar och utvecklar aggregatorrollen i linje med kommande europeisk lagstiftning och anpassad till den nordiska elmarknaden	2017
	Översyn av energiskatten av el för att möta framtidens energiutmaningar	

7.2 Nyttan uppskattas för scenarier 2030

Åtgärderna förväntas genomföras under perioden 2017 till 2025. För att uppskatta nyttorna utgår vi från förväntade förutsättningar på elmarknaden 2030 då åtgärdspaketet antas ha ökat efterfrågefleksibiliteten i Sverige. Referensscenariot ligger till grund för de samlade bedömningarna av nyttan av efterfrågefleksibilitet. Detta scenario representerar en trolig utveckling av elsystemet i Europa fram till 2030.

Förutsättningarna i scenarierna beskrivs i Tabell 19, och mer i detalj i bilaga 4. Underlaget till referensscenariot är framtaget av Sweco och levereras med

¹³⁰ Prop. 2016/2017:13

elmarknadsmodellen Apollo¹³¹. Ei har dock justerat detta underlag med avseende på vindkraften i Sverige så att nivån ligger i linje med energioverenskommelsen¹³².

Tabell 19 Sammanfattning av referensscenariot och alternativscenarierna för Sverige 2030

Scenario	Förbrukning	Kärnkraftsproduktion	Vindkraftsproduktion	Solkraftsproduktion	Lager hos kund
Referens	142 TWh	50 TWh	39 TWh	0	0
Vind	142 TWh	0	50 TWh	0	0
Sol	142 TWh	0	39 TWh	11 TWh	0
Lager	142 TWh	0	39 TWh	11 TWh	287 MW

Källa: Sweco och Ei

Eftersom den största delen av den nuvarande potentialen för efterfrågefleksibilitet återfinns inom kundsegmenten hushållskunder och industri så har vi valt att fokusera på dessa kunder i våra nyttouppskattningar.

Få av hushållskunderna i småhus använder sin potential för efterfrågefleksibilitet idag. Genom att värmelasten kan styras automatiskt utifrån spotpriset eller nättariffen utan någon komfortminskning för kunden så är det enkelt för kunden att vara flexibel samtidigt som kundens ersättningskrav för att låta en tredje part styra lasten kan förväntas vara små¹³³.

7.3 Nyttan med efterfrågefleksibilitet ur ett systemperspektiv

Nyttan med efterfrågefleksibilitet ur ett systemperspektiv är att den kan bidra till att hantera framtidens utmaningar avspeglade i typproblemen effektbrist, frekvenshållning, ineffektiv resursanvändning och lokala nätproblem.

Åtgärds paketets effekt på efterfrågefleksibiliteten i Sverige

Nyttan av åtgärds paketet är svår att uppskatta och beror helt på vilken effekt åtgärderna får för att öka efterfrågefleksibiliteten i Sverige. För att kunna beräkna nyttan av åtgärds paketet har vi därför uppskattat nyttorna med en övre och en undre gräns för den efterfrågefleksibilitet som åtgärderna förväntas realisera, se Tabell 20.

I nyttouppskattningarna inkluderar vi efterfrågefleksibiliteten som medför en flytt av elanvändning av hushållskunder och en reduktion av elanvändning inom

¹³¹ En mer detaljerad beskrivning av modellen och scenarierna återfinns i bilaga 4.

¹³² Överenskommelse som träffades mellan Socialdemokraterna, Moderaterna, Miljöpartiet, Centerpartiet och Kristdemokraterna i juni 2016
<http://www.regeringen.se/contentassets/b88fd28eb0e48e39eb4411de2aabe76/energioverenskommelse-20160610.pdf>

¹³³ Se resultatet från en kundundersökning om hushållskunders ersättningskrav för att låta en tredje part styra deras uppvärmning i (Broberg, et al., 2014).

industri¹³⁴. Observera att detta inte är hela den tekniska potentialen som har identifierats i Tabell 2, kapitel 2.

För den övre gränsen i nyttouppskattningen antar vi att den tekniska potentialen i kundsegmentet hushåll realiserats till 2030, vilket innebär att alla hushåll i småhus väljer att vara flexibla. För den undre gränsen för nyttouppskattningen antar vi att enbart cirka 50 procent av hushållskunderna i småhus väljer att vara flexibla. Redan idag kan 57 procent av hushållen tänka sig att vara flexibel och låta en tredje part styra deras delar av deras elanvändning (Broberg, et al., 2014).

För hushållskunderna innebär efterfrågefleksibiliteten att de flyttar elanvändning för uppvärmning. Därför är potentialen säsongsberoende. Eftersom flytt av värmelaster sker till närliggande timmar är det prisskillnaden och inte den absoluta prisnivån som skapar det ekonomiska incitamentet. I simuleringen antar vi att värmelast flyttas om prisskillnaden mellan timmar är minst 10 procent. Elanvändningen för uppvärmning kan antas kunna flyttas mellan en till tre timmar utan komfortminskning för kunden (IVA, 2015). Exempelvis spelar boyta och värmetrögheten i småhuset roll för hur många timmar uppvärmningen kan flyttas. I simuleringen antar vi att 50 procent av potentialen i hushållssektorn kan flyttas en timme utan komfortminskning för kunden, 30 procent kan flyttas två timmar och 20 procent kan flyttas 3 timmar.

Vi antar att industriföretag reagerar på absoluta prisnivåer, där elpriser på 200 EUR per MWh antas krävas för att potentialen för efterfrågefleksibilitet ska realiserats (NEPP, 2016). Potentialen inom industrin är i form av effektreduktioner och uppgår till 2 000 MW. Denna reduktion finns bara tillgänglig ett fåtal gånger per år (NEPP, 2015). I simuleringarna antar vi att industriföretagens potential finns tillgänglig enbart en gång per dygn.

Tabell 20. Antaganden om effekterna åtgärds paketet har på efterfrågefleksibiliteten i Sverige

Andel flexibla hushåll (%)	Realiserad efterfrågefleksibilitet inom hushåll (MW)	Realiserad efterfrågefleksibilitet inom industri (MW)
Övre gräns 100 procent av hushållen är flexibla	5 500 – vinter	2 000 (effektreduktioner)
	3 000 – vår	
	1 500 – sommar	
	4 500 – höst (flytt av uppvärmning)	
Undre gräns 50 procent av hushållen är flexibla	2 750 – vinter	2 000 (effektreduktioner)
	1 500 – vår	
	750 – sommar	
	2 250 – höst (flytt av uppvärmning)	

Källa: Potentialuppskattningar baseras på (Nyholm, et al., 2016) och (NEPP, 2016)

¹³⁴ De typer av efterfrågefleksibilitet som vi inkluderar i simuleringen motsvarar alltså typerna (a) och (b) i Figur 4 i avsnitt 2.3.

Nyttouppskattningarna av efterfrågeflexibilitet genomförs nedan för varje typproblem: effektbrist, frekvenshållning och ineffektiv resursanvändning och lokala nätproblem.

Nyttan av efterfrågeflexibilitet – Typproblem 1: Frekvenshållning

- Nyttan av att låta efterfrågeflexibilitet bidra till frekvenshållningen genom att stå för de automatiska reserverna uppskattas till 370 miljoner kronor per år.

Kostnaden för balans- och frekvenshållningen uppgick i Sverige till cirka 3,5 miljarder kronor för år 2015. Av denna kostnad stod de automatiska reserverna för 564 miljoner (FCR-N och FCR-D). Kostnaden ligger hos systemoperatörerna (Svenska kraftnät och dess motsvarigheter i de nordiska länderna) men finansieras genom avgifter till de balansansvariga. Volymkravet för de automatiska reserver som måste upphandlas av Svenska kraftnät i Sverige är cirka 700 MW.

Den finska systemoperatören, Fingrid, använder efterfrågeflexibilitet som en automatisk frekvensregleringsresurs. Fingrids erfarenheter är att efterfrågeflexibiliteten har spelat en avgörande roll för att minska kostnader för de automatiska reserverna¹³⁵.

Under arbeten med EU-kommissionens förordning om fastställande av nätföreskrifter för anslutning av förbrukare (Demand Connection Code, DCC) genomfördes studier av ENTSO-E¹³⁶ där kostnadseffektiviteten för systemoperatören att använda efterfrågeflexibilitet som en automatisk frekvensregleringsresurs studerades. Studierna genomfördes för tre länder, ett av dessa länder var Sverige. Resultatet för samtliga studier visade att efterfrågeflexibilitet är ett kostnadseffektivt alternativ för frekvenshållning (ENTSO-E, 2012).

Efterfrågeflexibilitet antogs i studierna komma från hushållsapparater som producerar värme eller kyla, exempelvis kylskåp, frysar, luftkonditionering och värmepumpar. I det svenska exemplet studerade man kostnadseffektiviteten om denna typ av efterfrågeflexibilitet helt ersatte de nuvarande automatiska reserverna i form av vattenkraft. Studiens resultat visar på en årlig kostnadsbesparing på 43,1 miljoner euro (ENTSO-E, 2012). Studien genomfördes 2012 och utgör en årlig besparing på 370 miljoner kronor i 2012 års prisnivå.

Den minsta effekt som hushållen i Sverige använder samtidigt i form av temperaturstyrda apparater uppskattas till cirka 3 000 MW (Energimyndigheten, 2013). Om endast 50 procent av hushållskunder väljer att vara flexibla bedöms det fortfarande finnas tillräcklig potential för att de automatiska reserverna skulle kunna tillhandahållas av efterfrågeflexibilitet.

Med en högre andel förnybar elproduktion i elsystemet skulle vattenkraften kunna utnyttjas mer effektivt genom att istället hantera dygns- och säsongvariationer.

¹³⁵ Enligt uppgift från den finska TSO, Fingrid.

¹³⁶ Organisation för de europeiska stamnätsoperatörerna

Andra resurser såsom efterfrågeflexibilitet och lagring kan då hantera delar av den momentana frekvenshållningen. Vid kapacitetsbegränsningar i elnätet finns det redan idag ett behov av automatiska resurser i mellersta och södra Sverige (Svk, 2015c). I dessa områden skulle efterfrågeflexibilitet särskilt kunna bistå i frekvenshållningen.

Flera åtgärder i åtgärdspaketet syftar till att utreda möjligheterna att sänka inträdesbarriärerna för resurser som kan delta med automatiska reserver. Dels genom att införa marginalprissättning på kapacitet istället för dagens reglerade priser och dels genom att öka transparensen av vad som krävs för att kunder ska kunna delta som en automatisk frekvensregleringsresurs. Den utredning som vi föreslår ska genomföras för att införa ett investeringsstöd för styrning av värmelaster kan även inkludera den styrning av efterfrågeflexibilitet som krävs för att denna ska kunna bidra som en automatisk reserv.

Nytan av efterfrågeflexibilitet – Typproblem 2: Effektbrist

- | |
|---|
| <ul style="list-style-type: none">• Nyttan av att ersätta effektreserven med efterfrågeflexibilitet 2030 uppskattas till 128 miljoner per år. |
|---|

Kostnaden för effektreserven utgörs primärt av en fast ersättning till producenter och elanvändare för att reservera kapacitet som kan användas vid en effektbristsituation. Denna kostnad uppgick till cirka 64 miljoner för 2015. En minskning av denna kostnad är en direkt nytta för balansansvariga som betalar för effektreserven. Dessutom tillkommer kostnader för de tillfällen då effektreserven behöver aktiveras. Effektreserven har inte använts de senaste åren men så länge effektreserven är kvar kommer den att kosta pengar oavsett om den används eller inte.

För att flexibel användning ska kunna lösa effektbristsituationer behöver marknaden veta att det finns en tillräcklig mängd flexibilitet som kan träda in i en bristsituation. Den potential som finns hos hushåll i form av värmelast och hushållsel samt effektreduktioner i industrin överstiger kraftigt de 1 000 MW som upphandlas i effektreserven idag. Den tekniska potentialen under vintern, då effektbristsituationen förväntas uppträda, bedöms uppgå till cirka 7 500 MW eller cirka 4 800 MW beroende på antagandet om vilken effekt åtgärdspaketet har på att öka efterfrågeflexibiliteten, se Tabell 20.

De reduktionsbud som ligger i effektreserven kommer från elintensiv industri som, om de får betalt, är villiga att dra ner sin förbrukning. Detsamma får antas gälla om priset på marknaden blir för högt. Även hushåll kan genom att flytta delar av sin eluppvärmning till en annan tidpunkt bidra till effektreduktioner. Vid en effektbristsituation som aviseras i förväg skulle det även finnas möjlighet att hushållskunder drar ner på sin hushållselanvändning. Under vintern 2001 vädjade Svenska kraftnät till allmänheten att vara återhållsamma på grund av en ansträngd

effektsituation, vilket dämpade elförbrukningen med ungefär 2 000 MW under de kritiska timmarna¹³⁷.

Den potentiella effektbristen i referensscenariot är uppskattad till 2 200 MW¹³⁸ och kan täckas av både den undre och övre gränsen av flexibilitet, som åtgärds paketet antas kunna realisera. Uppskattningen av den potentiella effektbristen grundar sig på beräkningar av förbrukningen för en riktigt kall vinter som uppskattas komma vart tionde år, en så kallad 10-årsvinter, och tillgänglig produktion i Sverige. Förbrukningen 2030 för en 10-årsvinter uppskattas till 28 400 MWh/h och är en framskrivning från Svenska kraftnäts prognos 2016 (Svk, 2016a). För att uppskatta tillgänglig produktion har tillgänglighetsfaktorerna från Svenska kraftnät använts (Svk, 2016a). Den potentiella effektbristen är skillnaden mellan tillgänglig produktion och förbrukningen vilken kan balanseras med hjälp av import eller efterfrågeflexibilitet beroende på vilken flexibilitetsresurs som är mest konkurrenskraftig.

En långvarig effektbrist, som varar många timmar, kan ändå bli problematisk då efterfrågesidan inte har lika lång uthållighet som produktionssidan. Teknikutveckling med lager hos kunderna kommer kunna förlänga uthållighet i flexibiliteten hos elanvändarna i framtiden. Här antar vi att effektreserven kan ersättas av en flexibel elanvändning. Med en potentiell effektbrist på 2 200 MW så antar vi att behovet 2030 är att ha en effektreserv som är det dubbla mot vad vi hade 2015-2016 vilket skulle innebära en årlig besparing på 128 miljoner kronor.

För att efterfrågeflexibiliteten ska kunna realiseras är det viktigt att prissignalen på dagen före-marknaden når kunden och att priset tillåts bli högt när det är knapphet i systemet. Flera åtgärder i åtgärds paketet syftar till att öka antalet kunder med timprisavtal, exempelvis åtgärden om timmätning för samtliga kunder och bättre jämförelseverktyg för kunden där timprisavtal inkluderas. Åtgärden om att utreda ett investeringsstöd för styrning av uppvärmning skulle, om den införs, kunna garantera att en given effektreduktion finns tillgänglig genom automatisk aktivering.

Nyttan av efterfrågeflexibilitet – Typproblem 3: Ineffektiv resursanvändning

- Nyttan, eller effektivitetsvinsten, av att få med efterfrågeflexibilitet i prisbildningen på dagen före-marknaden uppskattas till 675 miljoner kronor per år om samtliga hushållskunder i småhus är flexibla i sin elanvändning för uppvärmning. Om enbart 50 procent av hushållen i småhus väljer att vara flexibla uppskattas nyttan till 381 miljoner kronor per år.

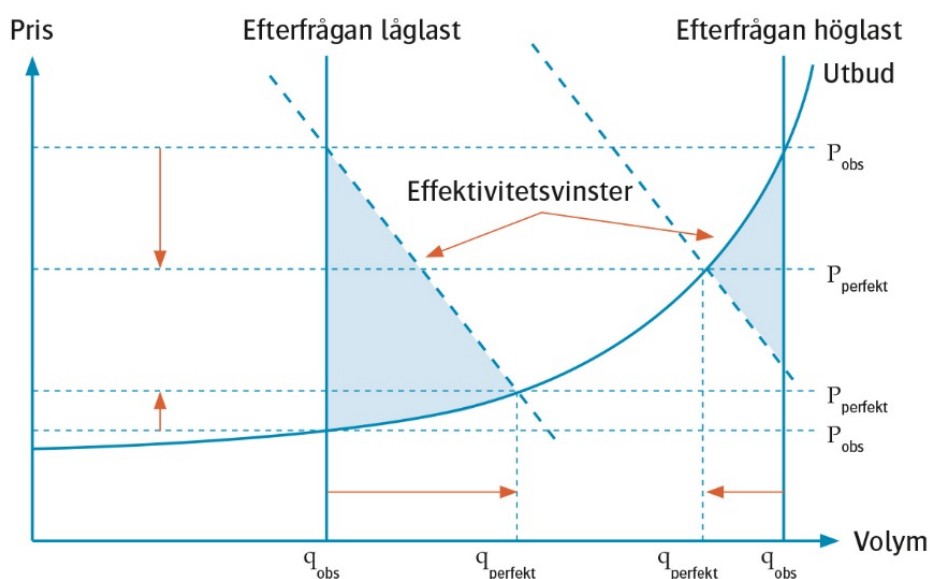
Om efterfrågeflexibilitet kommer med i prisbildningen på dagen före-marknaden kommer det leda till en mer effektiv resursanvändning. Figur 10 illustrerar

¹³⁷ <http://sverigesradio.se/sida/artikel.aspx?programid=83&artikel=3355050>

¹³⁸ Antagandena som ligger bakom dessa beräkningar redogörs för i rapporten *Ökad andel variabel elproduktion* (Ei, 2016c).

samhällsvinsterna av en mer priskänslig efterfrågan på dagen före-marknaden. De heldragna vertikala linjerna representerar den initiala efterfrågan vid en låglastsituation respektive höglastsituation vilka är helt prisoberoende¹³⁹. Samhällets kostnad för att producera ytterligare en enhet el ökar ju mer el som produceras en given timme. Detta illustreras av den positivt lutande utbudskurvan. Marknadspotentialen på el (p) och handlad volym (q) uppstår i skärningspunkten mellan utbudskurvan och efterfrågekurvan. De kommer initialt att vara p_{obs} och q_{obs} i höglast respektive låglast.

Figur 10. Generella effektivitetsvinster på dagen före-marknaden av en mer priskänslig efterfrågan



Källa: Egen bearbetning.

De streckade efterfrågekurvorna representerar en framtid där kundernas priskänslighet kommer med i prisbildningen. Storleken på effektivitetsvinsten en given timme bestäms av skärningspunkten mellan utbudskurvan och de nya efterfrågekurvorna. Skärningspunkten beror i sin tur på hur utbudskurvan och den nya, priskänsliga, efterfrågan förhåller sig till varandra. Vid höglast kommer förbrukningen ($q_{perfekt}$) såväl som spotpriset ($p_{perfekt}$) att vara lägre än tidigare. Vid låglast kommer förbrukningen ($q_{perfekt}$) såväl som spotpriset ($p_{perfekt}$) att vara högre än tidigare. Sammantaget leder det till ett jämnare uttag av elenergi och minskade prisskillnader mellan timmar med höglast och låglast. En ökad efterfrågefleksibilitet kan därmed även minska sannolikheten att en effektbristsituation uppstår.

Den totala välfärden i samhället på grund av att el produceras och konsumeras utgörs av summan av producentöverskottet, konsumentöverskottet och

¹³⁹ Efterfrågan är i verkligheten inte helt vertikal eftersom främst större förbrukare redan bjuder in sin priskänslighet på dagen före-marknaden.

flaskhalsintäkterna. Vi beräknar samhällets effektivitetsvinst utifrån hur den totala välfärden förändras i modellkörningarna för referensscenariot med och utan efterfrågefleksibilitet.

För att beräkna de effektivitetsvinster som uppstår på grund av att efterfrågefleksibilitet kommer med i prisbildningen på dagen före-marknaden har vi använt simuleringsmodellen Apollo¹⁴⁰. Modellsimuleringarna utgår från det regelverk som finns idag för elhandel, det vill säga en *energy-only-marknad*. Indata till modellen är antaganden om framtida förbrukning liksom produktions- och överföringskapacitet som finns i elsystemet.

Indatat speglar utvecklingen i Europa och tar med planer för utbyggnad av stamnätet och installerad produktionskapacitet samt en prognos för utvecklingen av förbrukningen. Modellresultaten utgörs av elpriset på dagen före-marknaden, kraftverkens produktion och resulterande överföringar mellan länder och prisområden. Sveriges elmarknad är direkt sammankopplad med elmarknaderna i Danmark, Norge, Finland, Tyskland, Polen och Litauen, och indirekt med i princip hela Europa. Samtliga 28 medlemsstater i EU samt Schweiz och Norge modelleras i Apollo.

Den undre och den övre gräns för efterfrågefleksibiliteten som redovisas i Tabell 20 har använts i simuleringarna. Simuleringsresultaten redovisas i Tabell 21. Resultatet för totala effektivitetsvinsten för samtliga scenarier för 2030 redovisas i bilaga 4.

Tabell 21. Effektivitetsvinster i Sverige på grund av en effektivare användning av produktionsresurser när efterfrågefleksibilitet tas med i prisbildningen på dagen före-marknaden

Total effektivitetsvinst (M SEK per år) 100 % av hushållskunderna i småhus väljer att vara flexibla	Total effektivitetsvinst (M SEK per år) 50 % av hushållskunderna i småhus väljer att vara flexibla i sin elanvändning
675	381

Källa: Ei

Resultaten visar att efterfrågefleksibilitet minskar antalet högpristimmar och även minskar antalet timmar med nollpriser. Att antalet högpristimmar minskar beror av att pristopp kan kapas med efterfrågefleksibilitet. Färre nollpristimmar är att föredra ur ett systemperspektiv eftersom det ger en ökad möjlighet att integrera vind- och solkraftsproduktion, vilket även återspeglas i ett bättre investeringsklimat för dessa kraftslag.

Resultatet visar att årsmedelpriset på dagen före-marknaden kommer att öka om efterfrågefleksibilitet kommer med i prisbildningen. Med den produktionsmix som är representerad i referensscenariot ökar årsmedelpriset med 0,6 procent. Anledningen är att effektreduktionerna realiseras väldigt sällan i kombination med att antalet timmar med nollpriser minskar till följd av lastflytt.

¹⁴⁰ En mer detaljerad beskrivning av modellen och scenarierna återfinns i bilaga 4.

Vi har antagit att det enbart är när vi har knapphet i systemet med resulterande höga elpriser som industrins efterfrågefleksibilitet realiserar. Det är bara ett fåtal timmar per år som elpriserna är minst 200 EUR per MWh. En förklaring till att det är så få antal timmar med höga elpriser är att vi i modellen har utgått från ett normalår med normala väderförhållanden. De riktigt kalla vintrarna med pristoppar inkluderas inte i modellen.

Den efterfrågefleksibilitet som realiserar i modellen är alltså främst flytt av elanvändning inom hushållssektorn. Flytten av elanvändning görs både under lågpristimmar och högpristimmar, så länge prisskillnaden mellan timmarna är minst 10 procent. Scenarierna för 2030 utgår från ett elsystem med goda överföringsförbindelser vilket resulterar i att antalet högpristimmar är få jämfört med antalet lågpristimmar. Detta innebär att flytten av elanvändning resulterar i att priskurvans "dalar fylls mer än toppar kapas" och att antalet timmar med nollpriser minskar. Sammantaget leder detta till en ökning av årsmedelpriset. Det ökade årsmedelpriset indikerar att producentöverskottet ökar mer än konsumentöverskottet. Därmed är det framförallt producenterna som kommer att tjäna på efterfrågefleksibilitet, även om de kunder som är flexibla genom att flytta last kommer att kunna öka sitt konsumentöverskott.

Flera av de föreslagna åtgärderna syftar till att prissignalen på dagen före-marknaden ska nå kunden och att efterfrågefleksibilitet kan komma med i prisbildningen. Flera åtgärder syftar till att öka antalet hushållskunder med timprisavtal, till exempel åtgärden som handlar om timmätning med dygnsvis avräkning för samtliga kunder. Ei ska även verka för att säkerställa att produkter som möjliggör att efterfrågefleksibilitet i form av flytt av elanvändning kan budas in på dagen före-marknaden samt analysera och utveckla aggregatorrollen i linje med kommande europeisk lagstiftning och förutsättningarna på den nordiska elmarknaden. Vi föreslår också att utformningen energiskatten för el ses över för att vara anpassad till framtidens energikutmaningar.

Nyttan av efterfrågefleksibilitet – Typproblem 4: Lokala nätproblem

- Nyttan av efterfrågefleksibilitet för lokala nätproblem uppstår i form av kostnadsbesparingar för minskade nätförluster, kostnader för överliggande nät och minskat investeringsbehov i elnätet. Denna nytta uppskattas till 587 miljoner kronor per år om hushållskunderna i samtliga lokalnät i Sverige lyckas minska elanvändningen under höglasttimmarna med 10 procent genom att flytta elanvändning till låglasttimmar. Den antagna nivån av efterfrågefleksibilitet hos hushållskunder förväntas kunna uppnås som ett resultat av en tidsdifferentierad tariff. Om enbart 50 procent av hushållen väljer att vara flexibla uppskattas nyttan till 294 miljoner kronor per år.

Kostnaden för att bygga ut elnätet varierar kraftigt mellan olika elnätsföretag och beror av förutsättningarna för elnätet, såsom geografisk placering. Vid konstanta kapacitetsbegränsningar kan kapacitetsutbyggnad behövas, men om maxlastsituationer uppkommer mycket sällan i ett nät så kan en bättre lösning vara att styra ner last de enskilda timmarna för att få en effektivare användning av elnätet.

Två andra kostnader som kan minskas till följd av efterfrågefleksibilitet är kostnader för överliggande nät och för nätförluster. Straffavgifter för att överskrida abonnerad effekt till överliggande nät kan vara mycket höga. Ett svenskt lokalnätsföretag har testat styrutrustning för att dämpa kostnader mot överliggande nät. Hundra värmepumpar styrdes vilket resulterade i en besparing på 60 000 kronor vid en timme. Den totala potentialen i detta nät uppskattades till 5 000 värmepumpar vilket hade lett till en minskad straffavgift på 1 800 000 kronor¹⁴¹.

För att uppskatta nyttan av efterfrågefleksibilitet för lokala nätproblem har vi utgått från metoden som presenterades i studien av Koliou (2015). I studien uppskattas den samlade nätnyttan av efterfrågefleksibilitet från hushållskunder i form av kostnadsbesparingar i minskade nätförluster, kostnader till överliggande nät och minskat investeringbehov i lokalnätet. I studien tillämpas metoden på ett svensk lokalnät och kostnadsbesparingen per hushållskund och år beräknas, se Tabell 22. Antagandet i studien är att hushållskunderna genomför en flytt av elanvändningen från höglasttimmar till låglasttimmar. Detta medför att elnätets aggregerade förbrukning under höglasttimmarna minskar med 10 procent och ökar med 10 procent under låglasttimmarna. En flytt av hushållskunders elanvändning med mellan 5 till 15 procent som ett resultat av att tidsdifferentierade tariffer införs har visat sig vara realistiskt med mätbara effekter (Skillbäck & Ibrahim, 2012; Bartusch & Alvehag, 2014).

Tabell 22. Kostnadsbesparingar av efterfrågefleksibilitet från hushållskunder som medför att lokalnätet får en lastflytt på 10 % från höglasttimmar till låglasttimmar

Årlig kostnadsbesparing (SEK per år och kund)	
Nätförluster	19
Kostnader till överliggande nät	30
Nätinvesteringar	75

Källa: (Koliou, et al., 2015)

Om vi aggregerar upp studiens resultat för Sveriges cirka 4,7 miljoner hushållskunder¹⁴² får vi en årlig besparing på totalt 587 miljoner, se Tabell 23. Om enbart 50 procent av hushållskunderna är villiga att vara flexibel i sin elanvändning antar vi att elnätets förbrukning enbart sänks 5 procent under höglasttimmarna och att nyttorna halveras, se Tabell 23. Eftersom en stor del av kostnaderna för nätverksamheten förs över till nätföretagens kunder är en besparing för nätföretaget också en besparing för kundkollektivet.

¹⁴¹ Styrningen ledde till en minskning av inomhustemperaturen med 0,2-0,7°C (vid en utomhustemperatur på -17°C). Ingen kund uppgav att de märkte av styrningen.

¹⁴² Enligt SCB fanns det 2015 cirka 4,7 miljoner bostäder i Sverige.

Tabell 23. Total kostnadsbesparingar med efterfrågeflexibilitet i lokalnäten för Sverige

	Kostnadsbesparing (M SEK per år) Lokalnäten får en lastflytt på 10 % från höglasttimmar till låglasttimmar	Kostnadsbesparing (M SEK per år) Lokalnäten får en lastflytt på 5 % från höglasttimmar till låglasttimmar
Minskade nätförluster	90	45
Minskade kostnader till överliggande nät	141	71
Minskade nätinvesteringar	356	178
Total besparing	587	294

Källa: Ei

Flera åtgärder i åtgärds paketet syftar till att elnätstarifferna bättre ska stimulera efterfrågeflexibilitet. Vi föreslår bland annat ett bemyndigande till Ei att utforma föreskrifter om nättariffernas utformning, och att nätföretagen ska tillåtas att stegvis införa nya tariffer och pilotprojekt avseende tariffer. För att öka kundens möjligheter att svara på ekonomiska signaler i nättariffen föreslår vi även ett mer omfattande informationskrav för elnätsföretagen.

7.4 Nyttan med efterfrågeflexibilitet ur ett kundperspektiv

För att nytta av efterfrågeflexibilitet ur ett systemperspektiv ska realiseras måste kunden ha ett tillräckligt incitament för att använda sin potential för efterfrågeflexibilitet. Eftersom efterfrågeflexibiliteten ska hjälpa till att balansera systemet så är det att föredra att hänsyn kan tas till flexibiliteten så tidigt som möjligt, det vill säga helst i prisbildningen på dagen före-marknaden.

Kundens direkta privatekonomiska nytta av efterfrågeflexibilitet har uppskattats genom att analysera besparingspotentialen när kunden anpassar sin elanvändning utifrån nättariffen och elhandelspriset på dagen före-marknaden. För att uppskatta denna nytta utgår vi från de simulerade prisvariationerna 2030 och använder referensscenariot som vi även analyserade nyttan med efterfrågeflexibilitet ur ett systemperspektiv för i tidigare avsnitt. Vi analyserar även hur intjäningsförmågan på intradags- och reglerkraftmarknaden har sett ut historiskt jämfört med dagen före-marknaden.

Antaganden för att beräkna kundens nytta av efterfrågeflexibilitet

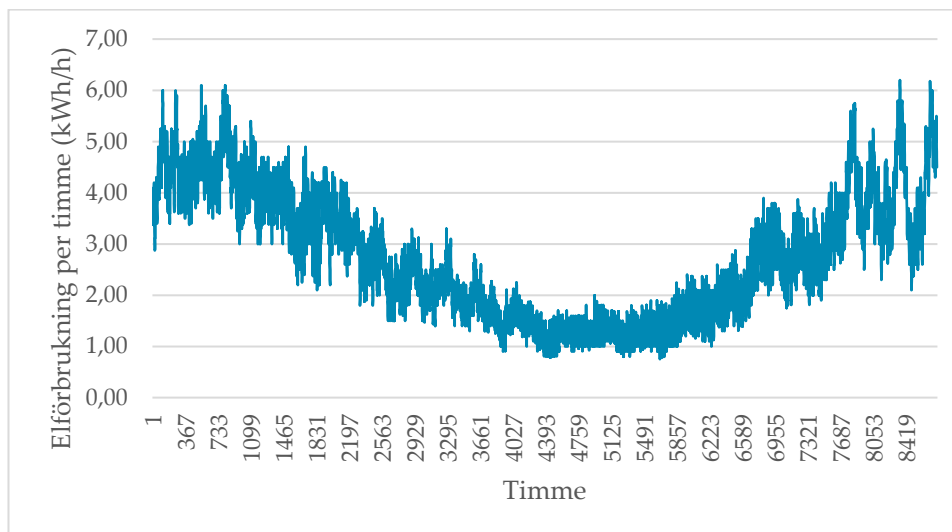
Uppskattningarna av nyttan för kunden att använda sin efterfrågeflexibilitet bygger på beräkningar för en hushållskund som bor i ett småhus med elvärme.

Energiförbrukning

I analysen används förbrukningsuppgifter med timupplösning för 2015 för kunder i småhus med elvärme från ett medelstort elnätsföretag i elområde 3 (SE3). Då kunderna i urvalet hade en lägre förbrukning än det svenska genomsnittet för kunder i denna kategori, sorterades kunder med en årsförbrukning under 20 000 kWh bort för att hitta en representativ förbrukningsprofil för året. För resterande kunder togs därefter en medianförbrukning fram för varje timme. Metoden gav en årsförbrukning på 23 535 kWh. Den genomsnittliga årsförbrukningen för svenska småhus med elvärme är 120 kWh/m² (Energimyndigheten, 2015b), så det

medianvärde som används i analysen motsvarar alltså ett hus på knappt 200 m². Timförbrukningen för den typkund som används i analysen visas i Figur 11.

Figur 11. Typkundens timförbrukning för hela året.



Eftersom elpriset har simulerats för 2030 och förbrukningen avser faktisk förbrukning för 2015 är dessa data inte helt förenliga för varje enskild timme. De utgår till exempel från olika väderförhållanden. Elmarknadsmodellen för att simulera elpriset för 2030 har enbart en aggregerad förbrukning per elområde och utgår inte från förbrukningen för varje enskild kund. För att kunna göra en rättvis uppskattning av kundens potentiella nytta av efterfrågeflexibilitet är det viktigt att dygnsvariationerna och årsvariationerna i effektuttaget är realistiska. Därför valde vi trots diskrepansen i data att genomföra analysen för dessa faktiska förbrukningsdata och med elpriser som simulerats fram för 2030.

Elmarknadsmodellen simulerar elpriser vid en medelvinter. Vintern 2015 var inte speciellt kall och kan därför klassas som en så kallad medelvinter.

Flexibilitetsstrategier

Den flexibilitetsstrategi som är intressant för hushållskunder är att flytta sin elanvändning för uppvärmning till en annan tidpunkt, en så kallad lastflytt. Nyttan för kunden har räknats ut enligt två strategier beroende på kundens möjligheter att flytta last inom dygnet.

Styrning av uppvärmning leder till en återvändande last vilket kan skapa problem i form av nya effektoppar i elnätet om värmelaster kopplas in samtidigt. Efter bortstyrning av värmelast kommer värmesystemet försöka ta igen den effektreduktion som genomförts vilket kommer innebära ett högre effektuttag än timmen innan styrningen. Den aktör som efter överenskommelse med kunden styr lasten kan genom att sprida tidpunkten för avslutad styrning för olika värmelaster lösa problemet med den återvändande lasten. Under längre perioder med mycket kallt väder då värmesystemet troligtvis måste gå för fullt kommer uthålligheten vara kortare och den återvändande lasten vara större. I analysen tar vi inte hänsyn till de effekter en återvändande last kan ha på kundens effektuttag.

Flexibilitetsstrategi för flytt av last till närliggande timmar

För kunder utan lager bygger flexibilitetsstrategin på lastflytt tre timmar framåt eller bakåt i tiden. För en tretimmars lastflytt antas värmetrögheten i huset göra att kundens komfort inte påverkas. För samtliga timmar, med en totalkostnad (elhandel och elnät) över dygnsmedelvärdet, minskas lasten med 30 procent och kompenseras med motsvarande ökning tre timmar tidigare eller senare, beroende på tid på dygnet. All lastminskning innan 13.00 tidigareläggs tre timmar medan all lastminskning efter 13.00 senareläggs tre timmar. Denna strategi liknar många av de tester som har utförts där man har valt att fokusera på en lastflytt under tre till fyra timmar under morgon och kväll (Persson, et al., 2012).

Resultatet från tidigare fältförsök har visat att det går att flytta upp till 2 kW från timmar med höga priser till timmar med låga priser hos eluppvärmda småhus, utan att påverka komforten. Den potentiella flyttbara elanvändningen per dygn ligger då mellan 10-15 kWh (Persson, et al., 2012). Vår strategi för lastflytt ger en potentiell flyttbar elanvändning på 11 kWh per dygn i genomsnitt, vilket stämmer överens med resultaten från tidigare fältförsök.

Flexibilitetsstrategi för flytt av last mellan dygnets samtliga timmar

Flexibilitetsstrategin är för de kunder som har möjlighet att flytta last mellan dygnets samtliga timmar. Exempelvis skulle detta kunna vara kunder som har ett batterisystem eller vattenburen värme med en ackumulator-tank. Lasten minskas med 30 procent samtliga timmar då kostanden för elnät och elhandel överskrider dygnsmedel och kompenseras med en konstant ökning resterande timmar under dygnet. Strategin ger en potentiell flyttbar elanvändning på 11 kWh per dygn i genomsnitt.

Elhandelspriset och elnättariffen

I analysen fokuserar vi på timprisavtal för kunderna vilket innebär att kunden möts av variationerna i elpriset på dagen före-marknaden. Vi analyserar också hur en tidsdifferentierad tariff påverkar det ekonomiska incitamentet för kunden att vara flexibel i sin elanvändning.

För att tidsdifferentierade tariffer ska vara kostnadsriktiga måste de reflektera de lokala förhållandena i nätet. För att kunna analysera hur kundens privatekonomiska nytta påverkas av tariffens utformning har vi genomfört analysen med en fiktiv tidsdifferentierad elnätstariff och en fast elnätstariff. Den tidsdifferentierade tariffen har följande nivåer:

- Höglast vinter (07.00-19.00, vardagar, november-mars) 95 öre/kWh
- Höglast sommar (07.00-19.00, vardagar, april-oktober) 50 öre/kWh
- Låglast (19.00-07.00 samt helger) 0 öre/kWh

Eftersom elnätsföretags tariffer regleras genom deras intäktsramar har vi utgått från att deras intäkter ska vara ungefär desamma med den tidsdifferentierade tariffen som med en fast elnätstariff. En fast elnätstariff på 30 öre/kWh har därför valts ut.

För att utvärdera det ekonomiska incitamentet till kund har ett fall tagits fram då kunden möts av både ett fast elhandelspris och en fast elnätstariff. Det fasta elhandelspriset är då 40,3 öre/kWh. Tillsammans med elnätstariffen och energiskatten leder kundens förbrukning till en årlig kostnad på 25 144 kronor.

Nytta för kunden att anpassa elanvändningen efter elhandelspriset på dagen före-marknaden

- En småhusägare som kan flytta elanvändningen för uppvärmning till närliggande timmar uppskattas kunna minska sina elkostnader med cirka 400 kronor om året genom att välja ett timprisavtal baserat på spotpriset för 2030.
- En småhusägare som kan flytta elanvändningen för uppvärmning inom dygnets samtliga timmar uppskattas kunna sänka sina elkostnader med cirka 600 kronor om året genom att välja ett timprisavtal baserat på spotpriset för 2030.

Kundens intjäningsförmåga av att buda in sin flexibilitet på dagen före-marknaden beror av om det finns en prisvolatilitet inom dygnet. I takt med att allt fler flexibilitetsresurser såsom flexibel produktion, ökade importmöjligheter, lagring och efterfrågefleksibilitet bjuds in på marknaden kommer prisvolatiliteten inom dygnet att minska. Samtidigt förväntas prisvolatiliteten öka med en högre andel väderberoende kraft i elsystemet. De förutsättningar som antas gälla 2030 kommer alltså att påverka kundens ekonomiska incitament att anpassa sin elanvändning efter elhandelspriset. I det här avsnittet presenteras resultat som är baserade på simuleringen av elhandelspriset för referensscenariot.

Prisvolatiliteten på årsbasis för referensscenariot kommer att vara något lägre än volatiliteten i spotpriserna för 2015 trots att vi har en högre andel förnybar elproduktion 2030 jämfört med dagens nivåer. Minskade prisvariationer kan verka förvånande när många haft föreställningen att en ökad andel förnybar produktion förväntas leda till ökad prisvolatilitet då denna typ av produktion är väderberoende och inte är lika styrbar som kärnkraft. Förklaringen till den lägre volatiliteten i modellresultaten är den ökade importmöjligheten genom förbättrad överföringskapacitet i det europeiska stamnätet fram till 2030. Genom handel med andra länder kommer resurserna kunna utnyttjas effektivare. Speciellt den förnybara produktionen kommer genom sammanlagringseffekter att bli mindre volatil och kunna utnyttjas effektivare.

För att uppskatta hur mycket en hushållskund i småhus kan tjäna på att anpassa sin elanvändning efter elhandelspriset 2030 har vi simulerat kundens lastflytt enligt de två beskrivna flexibilitetsstrategierna och jämfört dessa resultat med en kund som inte väljer att vara flexibel. Den flexibla kunden antas välja timprisavtal baserat på spotpriset medan den icke-flexibla kunden antas välja ett fast elprisavtal. Antaganden och årskostnaden för en kund som är flexibel och icke-flexibel summeras i se Tabell 24.

Tabell 24. Antaganden för att beräkna besparingspotentialen på elhandelssidan

	Flexibla kunden	Icke-flexibla kunden
Elhandelsavtal	Timprisavtal där kunden möter spotpriset enligt simulerade priser för 2030	Fastprisavtal på 40,3 öre/kWh, vilket är det viktade genomsnittet 2030 i SE3
Elnätstariff	Fast elnätstariff på 30 öre/kWh	Fast elnätstariff på 30 öre/kWh
Energiskatt	36,5 kr/kWh	36,5 kr/kWh
Förbrukning	23 535 kWh, två olika flexibilitetsstrategier har tillämpats	23 535 kWh, ingen flexibilitetsstrategi tillämpas
Total årskostnad	24 690 kr, flytt av last till närliggande timmar 24 447 kr, flytt av last mellan dygnets samtliga timmar	25 074 kr

Källa: Ei

Besparingen för en kund som väljer att vara flexibel i sin elanvändning för uppvärmning visas i Tabell 25. Kundens besparing av att vara flexibel är också beroende av om fler kunder är flexibla och bjuder in sin flexibilitet på dagen föremarknaden, då det minskar prisvolatiliteten, se Tabell 25. Besparingen för flexibla kunder som är så få att de inte påverkar priset ligger på några hundralappar om året vilket motsvarar en till två procent av årskostnaden. Förklaringen till att besparingen inte är större är att prisvolatiliteten i referensscenariot inte är större än dagens nivåer. För att undersöka hur besparingspotentialen påverkas av att samtliga kunder blir flexibla upprepar vi simuleringen med de elhandelspriser som resulterar från referensscenariot med 100 procent flexibla kunder. Besparingarna för kunder med de två strategierna, med elpriser med och utan flexibilitet kan ses i tabellen nedan.

Tabell 25. Besparing på elhandelssidan för en kund som väljer att vara flexibel i sin elanvändning för uppvärmning

	Flexibla kunden som flyttar last till närliggande timmar	Flexibla kunden som flyttar last inom dygnets samtliga timmar
Besparing per år då få kunder är flexibla i sin elanvändning för uppvärmning	384 kr	628 kr
Besparing per år då alla kunder i småhus är flexibla i sin elanvändning för uppvärmning	326 kr	489 kr

Källa: Ei

Forskare vid Chalmers Tekniska Högskola har beräknat vad hushållskunder i småhus skulle ha tjänat på att vara flexibla i sin uppvärmning baserat på historiska spotpriser för 2010 och 2012 (Nyholm, et al., 2016). Resultatet från studien visar att det ekonomiska incitamentet för hushållskunden kan skilja sig mycket åt mellan kunder och år. För 2010, ett år med höga elpriser, visar deras simulering att kunder kan spara mellan 10 kronor och upp till 3 300 kronor per år och småhus. Att det är så stor spridning på vad kunden tjänar beror på att småhusens värmetröghet och uppvärmningsbehov ser olika ut. För 2012 när elpriserna är mer normala visar studien att kunder kan tjäna maximalt cirka 1 000 kronor. Denna beräkning är genomförd för en fast tariff på cirka 30 öre per kWh vilket motsvarar tariffen som vi använt i vår beräkning.

Andra tester visar också på att besparingspotentialen för en hushållskund i småhus som endast optimerar mot elpriset på dagen före-marknaden varierar stort mellan olika år. Med en maximal lastförflyttning på 15 kWh/dygn och en enklare varmvattenstyrning låg potentialen i besparing under 2010 på 1 100-1 500 kr men endast på 150-320 kr under 2011 (NEPP, 2014b).

Den elmarknadsmodell vi använder för att simulera elpriserna 2030 på dagen före-marknaden antar ett normalår med normala väderförhållanden. De riktigt kalla vintrarna med höga pristoppar fångas därför inte av modellen. Våra resultat bedöms därför ligga i linje med tidigare resultat på besparingen på elhandelssidan för kunden.

Nyttan av att anpassa elanvändningen efter nätets förutsättningar genom en tidsdifferentierad elnätstariff

- En småhusägare som kan flytta elanvändningen för uppvärmning till närliggande timmar uppskattas kunna minska sina elkostnader med cirka 1 000 kronor om året genom att välja en tidsdifferentierad tariff.
- En småhusägare som kan flytta elanvändningen för uppvärmning inom dygnets samtliga timmar uppskattas kunna minska sina elkostnader med cirka 2 200 kronor om året genom att välja en tidsdifferentierad tariff.

För att uppskatta hur mycket en hushållskund i småhus kan tjäna på att anpassa sin elanvändning efter en tidsdifferentierad tariff har vi simulerat kundens lastflytt enligt de två beskrivna flexibilitetsstrategierna och jämförts med resultaten för en kund som inte väljer att vara flexibel. Den flexibla kunden antas ha den tidsdifferentierade tariffen medan den icke-flexibla kunden antas ha en fast tariff. Antaganden och årskostnaden för en kund som är flexibel och icke-flexibel summeras i se Tabell 26.

Tabell 26. Antaganden för att beräkna besparingspotentialen på elnätssidan

	Flexibla kunden	Icke-flexibla kunden
Elhandelsavtal	Fasta elprisavtal på 40,3 öre/kWh, vilket är resultatet av det viktade genomsnittet av årets alla spotpriser 2030	Fasta elprisavtal på 40,3 öre/kWh, vilket är resultatet av det viktade genomsnittet av årets alla spotpriser 2030
Elnätstariff	Höglast vinter (07.00-19.00, vardagar, november-mars) 95 öre/kWh Höglast sommar (07.00-19.00, vardagar, april-oktober) 50 öre/kWh Låglast (19.00-07.00, samt helger) 0 öre/kWh	Fast elnätstariff på 30 öre/kWh
Energiskatt	36,5 kr/kWh	36,5 kr/kWh
Förbrukning	23 535 kWh, två olika flexibilitetsstrategier har tillämpats	23 535 kWh, ingen flexibilitetsstrategi tillämpas
Total årskostnad	24 072 kr flytt av last till närliggande timmar 22 992 kr flytt av last mellan dygnets samtliga timmar	25 096 kr

Källa: Ei

Genom att anpassa sin förbrukning efter prissignalerna i elnätstariffen kan kunden minska sina kostnader samtidigt som den minskar kostnaderna för elnätet. Besparingspotentialen för en flexibel kund som anpassar sin elanvändning för uppvärmning till den tidsdifferentierade elnätstariffen summeras för de två flexibilitetsstrategierna i Tabell 27. Om kunden inte anpassar sin förbrukning när den tidsdifferentierade tariffen tillämpas minskas kostnaden med 48 konor per år (25 144 – 25 096) jämfört med när kunden har en fast elnätstariff.

Tabell 27. Besparing på elnätssidan för en kund som väljer att vara flexibel i sin elanvändning för uppvärmning.

	Flexibla kunden som flyttar last till närliggande timmar	Flexibla kunden som flyttar last inom dygnets samtliga timmar
Besparing per år	1 024 kr	2 104 kr

Källa: Ei

Resultaten visar att kunderna med den framtagna tidstariffen kan göra besparingar på mellan 1000 och 2000 kronor beroende på flexibilitetsstrategi, vilket motsvarar fyra till åtta procent av årskostnaden. Tariffen som använts ger ett starkt incitament för kunden att flytta last. Kunden sparar 95 öre eller 50 öre för varje kWh som flyttas från hög- till låglastperioder beroende på om det är vinter eller sommar.

Storleken på besparingen beror på hur den tidsdifferentierade tariffen ser ut. NEPP har beräknat besparingspotential baserat på två faktiska tidsdifferentierade tariffer och för ett småhus med en årsförbrukning på 17 238 kWh. Besparingspotentialen för de två tidsdifferentierade tarifferna beräknas till 570 och 1 200 kr per år jämfört med en kund som har en fast elnätstariff (NEPP, 2014b). Dessa resultat är i linje med våra resultat för besparingspotentialen för en kund som kan flytta last till närliggande timmar.

Om en betydande andel av kunderna svarar på tidstariffen enligt våra antaganden finns det en risk att det skulle leda till tariffhöjningar. Elnätsföretag kommer i allmänhet justera sina tariffer så att deras totala intäkter under en tillsynsperiod uppgår till deras intäktsram. Om intäkterna minskar med 2 000 kronor per kund för en betydande del av kundkollektivet, och lastflytten inte ger upphov till en motsvarande kostnadsminskning, kommer tarifferna att höjas. Vi har inte tagit hänsyn till detta i vår analys, men det är värt att ta i beaktande om en stor del av kunderna är flexibla.

Motstridiga signaler till kunden från elhandel och elnät?

- Motstridiga signaler från elhandel och elnät ges till kunderna vid 28 dagar, eller 11 procent av höglastdagarna.

Kunder möts av prissignaler från både elnätstariffer och elhandelspriser. Kostnadsriktigt utformade elnätstariffer syftar till att styra kunders elanvändning till tillfällen då det är mer gynnsamt för nätet, både för att minska kostnader för

nätförluster och att använda nätkapaciteten på ett effektivt sätt. Elhandelspriser å andra sidan reflekterar kostnaderna för att producera elen som används vid varje tillfälle.

Prissignalerna från elnätstarifferna och elhandelspriserna styr ofta i samma riktning, men det finns tillfällen då de inte gör det. En invändning som ibland framförs om tidsdifferentierade tariffer är att de riskerar att ge motstridiga signaler jämfört med ett elhandelspris som baseras på spotpriset vilket kan försvåra kundernas beslutsfattande. I tillägg till analysen om kundens ekonomiska incitament från tidsdifferentierade tariffer och ett rörligt elhandelspris har vi därför även analyserat hur den tidsdifferentierade tariffen samvarierar med spotpriset.

Analysen grundas på om tariffen och elhandelspriset ger enhetliga eller motstridiga signaler. Detta kan beräknas genom att jämföra genomsnittspriset under höglasttid med genomsnittspriset hela dygnet på liknande sätt som i (Gebro, 2013). Under de 260 dagar i referensscenariot som höglast inträffar (både sommar och vinter inkluderat) är genomsnittspriset mellan 7.00 och 19.00 högre än eller lika med dygns genomsnittet 232 dagar. Motstridiga signaler ges alltså till kunderna vid 28 dagar, eller 11 procent av höglastdagarna. Eftersom tariffen sätts och bör sättas enligt belastningen i det lokala nätet kommer tillfällen av motstridiga signaler alltid inträffa.

Elnätstariffen som används i analysen är en relativt enkel tredelad tidstariff. Eftersom tariffen ska grundas i de lokala nätförutsättningarna, kommer enstaka tillfällen uppstå när tariffen och elhandelspriset inte styr i samma riktning. För att få en ännu starkare korrelation till elhandelspriset krävs dynamiska tariffer som varierar med produktionen eller den lokala nätbelastningen.

Sammanlagd nytta för kunden från elhandel och elnät

- Total besparingspotential för en småhusägare 2030 som flyttar elanvändningen för uppvärmningen till närliggande timmar är cirka 1 200 kronor per år. Kunden kommer att ha tjänat in sin styrutrustning på cirka 4 år.
- Total besparingspotential för en kund 2030 som flyttar elanvändning under dygnets samtliga timmar är cirka 2500 kronor per år.

Den totala besparingspotentialen för en kund som väljer att vara flexibel i sin elanvändning för uppvärmning visas i Tabell 28. Resultaten visar att de flexibla kunderna kan göra besparingar på mellan 5 och 10 procent per år, beroende på flexibilitetsstrategi.

Besparingspotentialen är framför allt ett resultat av den tidsdifferentierade elnätstariffen och skiljer sig mellan flexibilitetsstrategierna. För kunder som enbart kan flytta elanvändningen för uppvärmningen tre timmar kommer besparingen vara hälften så stor som för de kunder som har möjlighet till en större flexibilitet. Kunder som kan flytta elanvändningen för uppvärmningen till alla timmar inom

dygnet kan bättre använda el när elpriset är lågt och får därför en större besparingspotential.

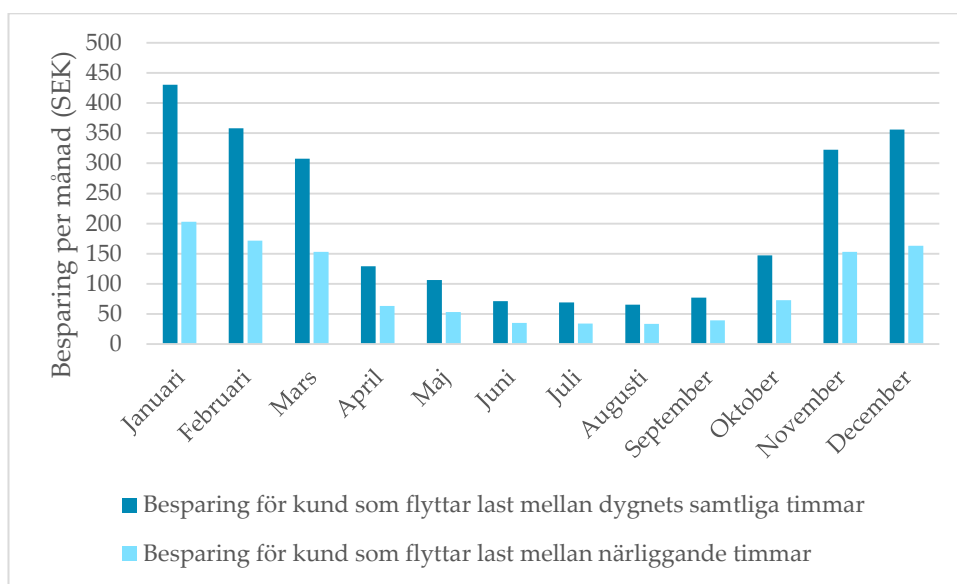
Tabell 28. Total besparingspotential för en kund som väljer att vara flexibel i sin elanvändning för uppvärmning

	Flexibla kunden som flyttar last till närliggande timmar	Flexibla kunden som flyttar last inom dygnets samtliga timmar
Besparing per år då få kunder är flexibla i sin elanvändning för uppvärmning	1205 kr	2528 kr

Källa: Ei

Besparingspotentialen varierar mycket över året eftersom både förbrukningen och pris- och tariffskillnaderna varierar. Den potentiella besparingen per månad för kunden givet de två flexibilitetsstrategierna presenteras i Figur 12.

Figur 12. Potentiell besparing för flexibel kund med timbaserat elhandelspris och tidsdifferentierad tariff



Källa: Ei

Årskostnaden för en icke-flexibel kund med fast elnätstariff och fast elprisavtal är 25 144 kronor per år. Om kunden istället skulle ha ett timprisavtal och tidsdifferentierad elnätstariff kan årskostnaden bli lägre än med fasta priser trots att den inte är flexibel. Detta beror på hur kundens förbrukning ser ut jämfört med genomsnittskunden. För just den här typkunden kan energiuttaget vara något jämnare än genomsnittskundens eller så förbrukar kunden mer energi när spotpriset är lågt. Årskostnaden för den oflexibla typkunden uppgår här till 25 026 kronor.

Även besparingen för elnätsföretaget blir en besparing för kunden då elnätsföretagets kostnader förs vidare till kundkollektivet. Om fler kunder på lång

sikt väljer att vara flexibla i sin elanvändning och elnätsföretaget då får lägre kostnader kommer nivån på elnätstarifferna för kunderna att sjunka.

Enligt de fältförsök som genomförts kommer en ökad efterfrågefleksibilitet också att leda till en ökad energieffektivisering med energibesparingar på 10-15 procent (NEPP, 2014b). I vår analys har vi räknat med en lastflytt där den årliga förbrukningen är densamma för en kund som är flexibel och inte flexibel. För att räkna ut en teoretisk maximal besparingspotential för kunden inklusive effekten av energieffektivisering har vi minskat kundens totalkostnader med 10 procent när de är flexibla. Den totala besparingspotentialen inklusive 10 procent energieffektivisering visas i Tabell 29.

Tabell 29. Total besparingspotential för en kund som väljer att vara flexibel i sin elanvändning för uppvärmning då även effekten av 10 % energieffektivisering inkluderas

	Flexibla kunden som flyttar last till närliggande timmar	Flexibla kunden som flyttar last inom dygnets samtliga timmar
Besparing per år då få kunder är flexibla i sin elanvändning för uppvärmning	3587 kr	4778 kr

Källa: Ei

Besparingspotentialen för kunden av en flexibel elanvändning måste sättas i relation till vad tekniken som möjliggör en automatiserad lastflytt kostar. Kostnaden för kunden att automatisera styrningen av elanvändningen för uppvärmning och investera i ett batterisystem presenteras i Tabell 30.

Tabell 30. Kostnad för möjliggörande teknik som hushållskunder kan använda för att realisera sin efterfrågefleksibilitet

Typ av teknik	Produkt	Investeringskostnad (SEK)	Fast månadskostnad (SEK)	Källa
Styra kundens uppvärmningssystem för att spara energikostnader	Styrutrustning för uppvärmning (Fiksu)	Cirka 1200 SEK	Cirka 140 (de första tre åren) Cirka 50 (nästkommande år)	(THEMA Consulting Group, 2014)
Styra kundens uppvärmningssystem mot spotpriset eller enligt avtal med elnätsföretaget om direkt laststyrning	Styrutrustning för uppvärmning (Ngenic tune)	Cirka 5000 Cirka 3200	0 50	(THEMA Consulting Group, 2014)
Batterisystem som innebär att kunden kan utnyttja sin potential för efterfrågefleksibilitet bättre	Batterisystem ¹⁴³	Cirka 44 000 kr eller 4 900 kr/kWh (2016 årspriser) Cirka 16 000 kr eller 800 kr/kWh (med 2026 årspriser)		(Power Circle, 2016)

¹⁴³ Dimensioneringen är baserad på en batterilösning som kan kapa 40 procent av toppeffekten för en hushållskund i villa med värmepump, vilket blir 9 kWh.

Baserat på kostnaderna i Tabell 30 kan vi beräkna återbetalningstiden för kundens styrutrustning. Om vi utgår från att styrutrustningen för uppvärmning kostar 5000 kronor har en kund som kan flytta last till närliggande timmar en återbetalningstid på ett år och fem månader. Om vi inte tar hänsyn till energieffektivisering blir återbetalningstiden istället drygt fyra år. Denna återbetalningstid kan dock förväntas minska till 2030 då det är sannolikt att styrutrustningen kommer att bli billigare än vad den är idag.

Intjäningsförmågan för kunden på andra delmarknader

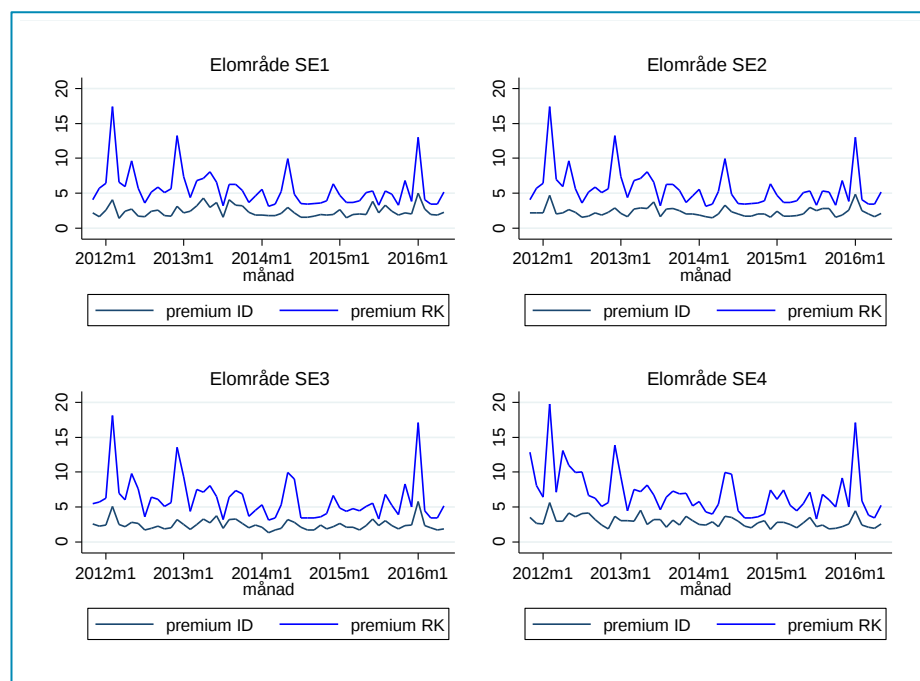
Elmarknadsmodellen Apollo som Ei använder kan enbart simulera priser på dagen före-marknaden, inte på intradags- och reglerkraftmarknaderna. Istället har vi analyserat den historiska prispremien för kunden att vara aktiv på dessa marknader jämfört med att vara aktiv på dagen före-marknaden. Prispremien kan något förenklat beskrivas som prisskillnaden mellan de olika marknadsplatserna¹⁴⁴. En ökad prispremie indikerar att efterfrågan ökat tillräckligt för att dyrare flexibilitetsresurser ska tas i bruk närmare driftstimmen eller att befintliga flexibilitetsresurser får bättre betalt för sina resurser.

Figur 13 illustrerar hur den genomsnittliga prispremien per månad har utvecklats på intradagsmarknaden (ID) samt på reglerkraftmarknaden (RK) sedan elområdesreformen genomfördes i november 2011. Prispremien är lägre på intradagsmarknaden jämfört med reglerkraftmarknaden och de största prisskillnaderna uppträder under vintermånaderna. Kunder som kan delta på reglerkraftmarknaden bedöms alltså kunna få mer betalt för sina flexibla resurser än om de deltar på dagen före-marknaden eller intradagsmarknaden, särskilt under vintermånaderna. Det är dock inte säkert att reglerresurserna behövs vilket leder till en osäkerhet vad gäller nivån på ersättningen. Den historiskt bästa ersättningen erhöles i början på 2012 i SE4 där prispremien för reglerkraftmarknaden var 20 EUR per MW högre än på dagen före-marknaden.

Styrning av uppvärmning skulle också kunna komma in som en automatisk frekvensregleringsresurs om teknik installeras hos kunden. Kundens nytta för detta beror på vilken modell som används för att beräkna budpriset och som i dagsläget är anpassad för produktionsbud från vattenkraft. Ei föreslår i en av åtgärderna i åtgärdspaketet att Svenska kraftnät ska utreda möjligheten att istället införa marginalprissättning på kapacitet istället för dagens reglerade priser.

¹⁴⁴ Priset på intradag beräknas som det viktade genomsnittspriset av alla säljtransaktioner per timme inom ett elområde. Priset på reglerkraftmarknaden har här antagits vara reglerkraftspriset.

Figur 13. Genomsnittlig prisprenium i EUR per MW per månad på intradags- och reglerkraftmarknaden i förhållande till dagen före-marknaden för elområde SE1–SE4



Källa: Nord Pool Spot, egen bearbetning.

7.5 Kostnader för vissa åtgärder för ökad efterfrågefleksibilitet

Ei har valt att estimerat kostnaderna för de åtgärder som vi bedömer som särskilt kostsamma men avgörande för att få igång efterfrågefleksibiliteten. Även de åtgärder som innebär lagändring har kostnadsuppskattats. Flera av åtgärderna i åtgärds paketet innebär att utreda en fråga vidare och det är då svårt att definiera kostnader i nuläget. Att uppskatta vad själva utredningsarbetet skulle kosta bedöms inte vara relevant.

Kostnader för ökad efterfrågefleksibilitet

Kostnader för att möjliggöra en ökad efterfrågefleksibilitet kan delas in i individuella kundkostnader och systemkostnader. Individuella kundkostnader definieras som de direkta kostnaderna som den enskilda kunden bär till följd av förändrad elförbrukning. Vissa av dessa kostnader är kvantifierbara, till exempel kostnaden för att investera i en styrutrustning. Andra kostnader är svårare att kvantifiera, så som upplevt besvär av att behöva förändra sin elanvändning. Systemkostnader definieras som de övriga kostnaderna som förknippas med att möjliggöra för kunden att vara flexibel. Exempel på systemkostnader är investeringskostnader för exempelvis infrastruktur och ekonomiska incitament till kunderna. Systemkostnaderna betalas i slutändan av kundkollektivet till exempel via elnätstariffen eller via skatten.

När vi uppskattar kostnaderna för åtgärderna fokuserar vi på de direkta kostnaderna. De indirekta kostnaderna som är svårare att uppskatta och inte alltid monetära framgår per aktör i bilaga 6 där konsekvenserna per aktör redovisas.

Tabell 31. Kostnader för efterfrågeflexibilitet och de kostnader som kvantifierats i analysen av åtgärderna

Kostnadstyp		Kostnad	Kvantifierad i analysen (Ja/nej)	Kostnadsbärare
Individuell kundkostnad	Initial kostnad	Möjliggörande teknik för efterfrågeflexibilitet	Ja	Kunden betalar. Eventuella statliga stödsystem kan minska kostnaden för den specifika kunden
		Utforma en strategi för efterfrågeflexibilitet som tar hänsyn till nyttor och kostnader på olika marknader	Nej	Kunden betalar i form av nedlagd tid
	Händelse-relaterad kostnad	Komfortminskning/besvär	Nej	Kunden bär alternativkostnaden för utebliven elförbrukning
		Bortfall i försäljningsinkomster för industriföretag	Nej	
		Schemaändringar (övertidsbetalningar) för industriföretag	Nej	
	Bränsle och/eller underhållskostnader för produktion/aggregat hos kund	Nej		
System-kostnad	Initial kostnad	Mät- och kommunikationssystem	Ja	Elnätsföretaget (som via elnätstariffen för över kostnaden till kundkollektivet)
		Uppdateringar i flexibilitetsaktörens ¹⁴⁵ utrustning, datasystem, och faktureringsystem	Ja	Flexibilitetsaktören
		Utbildning av kunderna via informationsinsatser	Ja	Flexibilitetsaktören eller staten om en central insats genomförs
	Kostnad i samband med utnyttjande av efterfrågeflexibilitet	Administration	Delvis	Flexibilitetsaktören (samtliga aktörer som köper flexibilitet av kund)
		Marknadsföring	Nej	
		Eventuella utbetalningar till kund	Nej	
		Utvärdering	Nej	
		Eventuella mätning- och kommunikationskostnader relaterade till tjänsten för efterfrågeflexibilitet	Ja	

Källa: Kostnadstyp, kostnad och kostnadsbärare för efterfrågeflexibilitet är baserad på (U.S. Department of Energy, 2006)

Kostnader för särskilt viktiga åtgärder

Kostnader för åtgärder som bedöms som mycket kostsamma och särskilt viktiga ur efterfrågeflexibilitetssynpunkt har uppskattats. En av åtgärderna som Ei bedömer som särskilt viktiga är subventionering av styrutrustning. Denna kostnad har därför uppskattats trots att den föreslagna åtgärden är att investeringsstödet bör utredas vidare av Energimyndigheten. Åtgärden om kundanpassad information faller inte naturligt på någon myndighet eftersom flera myndigheter och eventuellt

¹⁴⁵ Flexibilitetsaktören kan vara elnätsföretag, elhandlare, systemoperatör, energitjänsteföretag, och aggregator.

andra aktörer behöver involveras och kostnaden bedöms bli stor. Mot bakgrund av resultat från kundundersökningar som visat på ett stort informationsunderskott bland kunderna om efterfrågefleksibilitet bedöms åtgärden dessutom som särskild viktig.

Investeringsstöd för styrutrustning av värmelaster

- Total kostnad inklusive administrativa kostnader uppgår till 200,5 miljoner årligen, varav 250 tkr för företagen som söker stödet och 250 tkr för länsstyrelsen att hantera stödet.

För att inte lägga alltför stor administrativ börda på kunder och beslutsfattare har Ei gjort kalkylen för en modell där investeringsstödet söks och betalas ut till företag som sålt styrutrustningen. Detta är bara ett exempel på hur stödet skulle kunna utformas. Exemplet har tagit inspiration från systemet med ROT- och RUT avdragen där kunden får en reducerad faktura direkt från sin leverantör. Leverantören skulle då i sin tur söka pengar från länsstyrelsen baserat på ett sammanställt underlag med antal sålda styrenheter och kostnaden som leverantören söker återbetalning för. Subventioneringens administrativa kostnader kan därför hållas låga och bedöms uppgå till 250 tkr för länsstyrelsen (100 mandagar gånger 2 500 kronor per mandag¹⁴⁶). Den totala kostnaden för samtliga företag som söker stödet för såld styrutrustning uppgår till samma belopp, 250 tkr, baserat på 100 mandagar fördelat på de företag som söker stödet.

Om stödet formuleras på samma sätt som i Norge kommer det att uppgå till 20 procent av kostnaden och max 4 000 kronor. Ei bedömer att det kommer att sökas stöd för cirka 50 000 styrutrustningar per år. Enligt Energimyndighetens rapport om värmepumparnas roll på uppvärmningsmarknaden har den årliga värmepumpsförsäljningen de senaste åren legat på cirka 40 000 stycken per år (Energimyndigheten, 2015a). Ei bedömer även att cirka 10 000 stycken styrutrustningar kommer att säljas separat samt att styrutrustning av varmvattenberedare samt fjärrvärmväxlare skulle kunna ingå med ett visst antal. Med ett maximalt stöd på 4 000 kronor blir den årliga kostnaden för själva stödet 200 miljoner kronor. Kostnaden för investeringsstödet bör begränsas till ett antal år till dess att marknaden för styrutrustning har mognat.

Kundanpassad information via en webbportal och informationskampanjer om efterfrågefleksibilitet och energieffektivisering

- Total kostnad för webbportalen och två informationskampanjer uppgår till 20 miljoner för berörda myndigheter.

Den kundanpassade informationen består både i skapande av en webbportal där intresserade kunder och andra aktörer kan hitta rätt information, samt diverse informationsträffar och kommunikationsmaterial. Ei bedömer att det kommer att krävas informationsinsatser vid två tillfällen, dels då stödet för styrutrustning av

¹⁴⁶ Lönekostnad (lön samt arbetsgivaravgifter) per arbetad dag om ca 2 500 kr. Baserat på en genomsnittslön för en privat tjänsteman om 36 210 kr per månad.

värmelast finns på plats (senast 2022), dels då alla åtgärderna i åtgärdspaketet är genomförda (senast 2025).

För webbportalen har Ei sökt inspiration hos Konsumentverkets webbportal Hallå konsument och Energimyndighetens verktyg Energikalkyl. Uppstartskostnaderna för Hallå konsument var knappt 7 miljoner och flera av de kostnaderna skrevs av på tre år. Kostnaden för uppstartsåret, med hänsyn till avskrivningar, uppgick till cirka 2,5 miljoner. Kostnaderna för Energimyndighetens verktyget Energikalkyl uppgick till cirka 2,5 miljoner kronor.

För den andra typen av informationsinsatsen har Ei sökt inspiration från Energimyndighetens kampanj om glödlampor samt från en energieffektiviseringskampanj som utförts i Norge. Energimyndighetens kampanj var landsomfattande och omfattade bland annat en tidning som distribuerades till samtliga hushåll. Kostnaden för att ta fram och distribuera denna tidning uppgick till cirka 6 miljoner kronor. I Norge genomfördes 1992 en informationskampanj om energieffektivitet och denna kampanj som var uppdelad i två delar med en kostnad på cirka 15 miljoner norska kronor. Nyttan med kampanjen uppskattades till cirka 45 miljoner NOK årligen (150 GWh till en kostnad på 30 öre per kWh) (Wessman, et al., 2012). Detta visar att informationsinsatser kan leda till stora resursbesparingar. Mot bakgrund av ovanstående bedömer Ei att två landsomfattande informationsinsatser inklusive en webbportal om energieffektivitet och efterfrågefleksibilitet kan kosta motsvarande 20 miljoner kronor.

Sammantaget bedöms kostnaderna för den kundanpassade informationen uppgå till cirka 20 miljoner kronor. Kostnaderna för webbportalen uppgå till cirka 7 miljoner kronor (2,5 miljoner årligen vid en avskrivning på tre år) och kostnaderna för de två informationsinsatserna bedöms uppgå till 6,5 miljoner kronor per tillfälle.

Kostnaderna bedöms belasta de myndigheter om involveras i informationsinsatsen, främst Ei och Energimyndigheten. Särskilt anslag kommer att behövas för denna insats. Ingen kostnad uppskattas för kunderna eftersom de ska kunna bli mottagare av informationen utan betydande kostnader.

Kostnader för åtgärder som innebär lagändring

Kostnaderna för de åtgärder som resulterar i ändringar i lagförslag har uppskattats. Vissa av åtgärderna är dock sådana att de är viktiga för marknadens funktion för annat än ur flexibilitetssynpunkt och i dessa fall har de uppskattats till den del de syftar till efterfrågefleksibilitet.

Information om tariffer och andra möjligheter till kostnadsbesparingar för kund

- Total kostnad för elnätsföretagen för utökat informationsansvar om tariffer och andra möjligheter till kostnadsbesparingar för kund uppgår till 850 tkr per år.

Ei föreslår en lagändring som innebär att elnätsföretagen får ett utökat informationsansvar gentemot kund. Åtgärden som föreslås innebär att elnätsföretagen ska offentliggöra sin nättariff och informera sina kunder om hur tarifferna är utformade och om vilka möjligheter kunderna har att påverka sina kostnader genom att byta tariff eller genom att ändra sitt förbrukningsmönster. Ei bedömer att denna skyldighet kommer att medföra vissa kostnader för elnätsföretagen. Eftersom tarifferna får antas vara standardiserade inom en kundkategori bedöms informationen kunna ske med viss mått av standardisering, även om informationen ska ta hänsyn till olika kunders förutsättningar när det gäller exempelvis uppvärmningssystem och styrutrustning.

Kostnaden bedöms till största delen vara av engångskaraktär med endast mindre kostnader för att uppdatera uppgifterna. Om vi utgår ifrån att informationen kommuniceras till kunderna via nätföretagens hemsidor uppskattas kostnaden till cirka 850 tkr för elnätsföretagen (2 mandagar per elnätsföretag gånger 2 500 kronor per mandag¹⁴⁷ gånger 170 elnätsföretag).

Åtgärden bedöms inte medföra några ökade kostnader för Ei i form av frågor från kunder. Snarare kan en bättre information från nätföretagen leda till mindre antal frågor. Åtgärden bedöms inte heller leda till några ökade kostnader för kunderna.

Timmätning, tillgång till timvärden för samtliga kunder och dygnsavräkning

- Total kostnad för timmätning och dygnsavräkning för samtliga kunder uppskattas till cirka 567 miljoner per år. Kostnaden består i huvudsak av merkostnader för kommunikation- och insamlingssystem för elnätsföretagen.

Kostnader för timmätning baseras på den analys som gjordes i Ei R2015:09 *Funktionskrav på framtidens elmätare* samt kostnadsuppskattning för slopad schablonavräkning i rapporten *Slopad schablonavräkning för timmätta kunder?* (Ei R2016:03). Merkostnaderna består främst i kommunikation- och insamlingssystem eftersom själva mätaren inte inkluderas i kostnadsuppskattningen. Detta beror på att krav på timmätning ställs först då funktionskraven finns på plats vilket innebär att nya mätare som klarar timmätning finns installerade. De kostnader och nyttor för kunder som avser energieffektivisering som togs upp i Ei R2015:09 och nyttan för elnätsföretag har exkluderas eftersom separata uppskattningar har gjorts avseende nyttor med efterfrågefleksibilitet.

¹⁴⁷ Lönekostnad (lön samt arbetsgivaravgifter) per arbetad dag om ca 2 500 kr. Baserat på en genomsnittslön för en privat tjänsteman om 36 210 kr per månad.

Tabell 32. Kostnader för timmätning och dygnsavräkning uppskattad för olika aktörer

Aktör	Kostnad kommunikation (ökad datamängd)	Kostnad insamlingssystem (servrar, databaser etc.)	Arbetsstid DoU, frågehantering och kundkostnader	Total kostnad per år (SEK)
Elnätsföretag	Investering 23 kr per mätare (2,3 kr per mätare och år) Rörlig merkostnad 0,54 kr per mätare och år Rörlig merkostnad för dygnsavräkning 30 kr per mätare och år ¹⁴⁸	Investering 50 kr per mätare (5 kr per mätare och år)	Rörlig merkostnad 84 kr per mätare och år	Cirka 524 miljoner per år (4,3 miljoner mätare x (2,3+0,54+30+5+84) kr per mätare och år)
Kund			Rörliga merkostnader: Sökkostnad 10 kr per mätare och år	43 miljoner per år (4,3 miljoner mätare x 10 kr per mätare och år)
Ei			Frågor konsumentkontakt 8 000 – 163 000 kr totalt per år (snitt 85 000 per år)	85 000 kronor per år
Summa	141 212 000	21 500 000	404 285 000	566 997 000

Källa: Ei och Sweco

Elpriskollen bör även ha information om tillgängliga nättariffer

- Totala kostnader för att elnättarifferna ska kunna inkluderas i Elpriskollen uppskattas till cirka 2 miljoner (1,5 miljoner för Ei och 0,5 miljoner för elnätsföretagen).

Ei bedömer att denna skyldighet kommer att medföra vissa merkostnader för elnätsföretagen. Redan i nuläget rapporterar nätföretagen årligen in uppgifter om sina tariffer till Ei, men denna rapportering behöver ske mer detaljerat så att kunder kan använda uppgifterna för att kunna göra simuleringar för att utvärdera besparingspotentialen. Eftersom tarifferna får antas vara standardiserade inom en kundkategori bedöms inrapporteringen kunna ske med viss mått av standardisering.

Om vi utgår ifrån att inrapporteringen kan ske i ett standardiserat format direkt till Elpriskollen drabbas inte elnätsföretagen av några utvecklingskostnader för inrapporteringen. Kostnaden för elnätsföretagen uppskattas till cirka 425 tkr för elnätsföretagen (1 mandag per elnätsföretag gånger 2 500 kronor per mandag¹⁴⁹ gånger 170 elnätsföretag).

Kostnaden för Ei består i utveckling av inrapporteringsplattformen för att hantera inrapportering av tariffer. Denna uppskattas till cirka 700 tkr av Ei:s IT-enhet.

¹⁴⁸ Kostnadsuppskattning för Slopaschablonavräkning i rapporten Slopaschablonavräkning för timmätta kunder? (Ei R2016:03).

¹⁴⁹ Lönekostnad (lön samt arbetsgivaravgifter) per arbetad dag om ca 2 500 kr. Baserat på en genomsnittslön för en privat tjänsteman om 36 210 kr per månad.

Utveckling av presentation i Elpriskollen uppskattas till cirka 500 tkr. Kostnad för ökade frågor till Ei uppskattas till 300 tkr.

Tillåt stegvis införande av nya tariffer samt pilotprojekt avseende tariffer

- Att tillåta stegvis införande av tariffer och pilotprojekt avseende tariffer antas inte medföra några ökade kostnader för elnätsföretagen utan snarare en möjlighet till besparingar.

Ett regelverk som möjliggör stegvis införande av nya tariffer kommer inte att medföra några ökade kostnader för elnätsföretagen. Elnätsföretagen har idag kostnader för kommunikation och liknande vid införande av nya tariffer. Detta regelverk innebär att elnätsföretagen kan testa i mindre skala med lägre kostnader som följd vid ett eventuellt "misslyckat" försök. Ett lyckat test i mindre skala innebär att tariffen senare lanseras storskaligt med samma kostnader som förut. Om Ei antar att 10 elnätsföretag gör försök som resulterar i nättariffen senare genomförs storskaligt och informationsinsatsen i liten skala kosta 100 tkr kan man uppskatta den årliga besparingen till 1 miljon (100 tkr gånger 10 företag som genomför informationsinsatser som sedan inte skalas upp till stor skala).

7.6 Sammantagen bedömning av nyttor och kostnader av ökad efterfrågefleksibilitet

Tabell 33 summerar kostnaderna för de uppskattade åtgärderna i åtgärds paketet. Kostnaderna summerar till en årlig kostnad på 769 miljoner kronor samt en engångskostnad på cirka 21 miljoner kronor.

Tabell 33. Totala kostnader för åtgärder i åtgärds paketet

Åtgärd	Kostnad av engångskaraktär i miljoner kronor	Årlig kostnad i miljoner kronor	Källa
Investeringsstöd för styrutrustning av värmelaster		200,5	Enova
Kundanpassad information om efterfrågefleksibilitet	20		Konsumentverket, Energimyndigheten och Statistiska centralbyrån Norge
Krav på elnätsföretag att informera sina kunder om tariffer och andra möjligheter till kostnadsbesparingar		1	Ei
Timmätning och dygnsvis timavräkning för samtliga kunder		567	Sweco och Ei
Nättariffer i Elpriskollen	1,5	0,5	Ei
Tillåta stegvis införande av nya tariffer 0 och tillåta pilotprojekt avseende tariffer		0	Ei
Total kostnad	21,5	769	

Nyttorna av efterfrågefleksibilitet för varje typproblem summeras i Tabell 34. Nyttorna för samhället är som störst om efterfrågefleksibiliteten bidrar till att lösa utmaningarna som handlar om ineffektiv resursanvändning och lokala

nätproblem. Dessa nyttor kan realiseras genom att efterfrågeflexibilitet kommer med i prisbildningen på dagen före-marknaden och prissätts genom tidsdifferentierade elnätstariffer för att uppnå en effektivare resursanvändning och utnyttjande av elnätet.

Tabell 34. Uppskattade årliga nyttor av efterfrågeflexibilitet för varje typproblem (M SEK)

Typproblem eller framtida utmaningar	Kunder som delar	Övre nyttoestimat 100 procent av hushållskunderna i småhus är flexibla i sin elanvändning för uppvärmning Årlig besparing MSEK	Undre nyttoestimat 50 procent av hushållskunderna i småhus är flexibla i sin elanvändning för uppvärmning Årlig besparing MSEK
Frekvenshållning (automatisk reserv)	Hushållskunder	370	370
Effektbristsituation	Industrier och hushållskunder	128	128
Ineffektiv resursanvändning	Industrier och hushållskunder	675	381
Lokala nätproblem	Hushållskunder	587	294

Källa: Ei

Det är inte helt enkelt att summera nyttorna för varje typproblem. Den del av hushållens potential som exempelvis bidrar som automatisk reserv i frekvenshållningen kommer enbart kunna bidra med efterfrågeflexibilitet till detta, då resursen alltid behöver finnas tillgänglig.

Mot bakgrund av vår analys att prissignalerna till kund från timprisavtal baserat på spotpriset och en tidsdifferentierad tariff sällan ger motstridiga signaler antar vi att nyttorna för en effektivare resursallokering på dagen före-marknaden och lokala nätproblem båda skulle kunna gå att realisera med samma potential. Även nyttan av att använda efterfrågeflexibilitet vid en effektbristsituation skulle kunna adderas till de andra nyttorna då denna potential framförallt är från industrin i form av effektreduktioner vid höga elpriser. Summerar vi nyttorna för alla typproblem utom *Frekvenshållning* uppskattas den årliga nyttan till 1 390 miljoner när alla hushållskunder i småhus tillåter laststyrning av sin uppvärmning utan komfortminskning. Om enbart hälften av hushållskunderna i småhus tillåter laststyrning av uppvärmningen uppskattas den årliga nyttan till 803 miljoner per år.

7.7 Slutsats

Utifrån resultatet av analysen gör Ei bedömningen att de årliga nyttorna av efterfrågefleksibilitet 2030 är större än de årliga kostnaderna för åtgärderna. Detta gäller även om andelen hushållskunder, som är flexibla i sin elanvändning, sjunker till 50 procent från den uppskattade andelen på 57 procent 2014¹⁵⁰.

Nyttorna för samhället är som störst om efterfrågefleksibiliteten bidrar till att lösa utmaningarna som handlar om ineffektiv resursanvändning och lokala nätproblem. Dessa nyttor kan realiseras genom att efterfrågefleksibilitet kommer in i prisbildningen på dagen före-marknaden och prissätts genom tidsdifferentierade elnätstariffer. Stamnätet i Europa förväntas förstärkas till 2030 vilket resulterar i att elpriser på 200 EUR per MWh blir ovanliga under år med en normalkall vinter. Detta innebär att de prisnivåer som krävs för att effektreduktioner inom industrin ska uppstå kommer att bli sällsynta. Den stora nyttan fås istället från att hushållskunders elanvändning för uppvärmning automatiserar så den kan laststyras mot prissignaler från elnät och/eller elhandel. Kunderna kan genom att flytta sin elanvändning till en annan tidpunkt alltså bidra till effektivare resursanvändning av produktionen och effektivare utnyttjande av elnätet.

Kunderna, producenterna av förnybar produktion och elnätsföretagen är de stora vinnarna med efterfrågefleksibilitet. Även energitjänsteföretag och andra aktörer som hjälper kunden att realisera värdet av sin efterfrågefleksibilitet kommer vara vinnare i och med en större efterfrågan på smarta tjänster och avtal. Vinsten för elhandlaren av efterfrågefleksibilitet kommer i första hand vara en minskad risk för obalanskostnader genom ökad kunskap om kundernas flexibilitet.

Efterfrågefleksibilitet underlättar integration av förnybar elproduktion genom att kunder flyttar sin elanvändning till lågpristimmar då vi har mycket vindkraftsproduktion i systemet. Detta gör att vindkraften kan utnyttjas mer än tidigare. Antalet nollpristimmar minskar således och investeringsklimatet för vind- och solkraftsproduktion förbättras.

Pristoppar kan undvikas genom att hushållskunderna flyttar sin elanvändning till timmar med lågt pris. Våra resultat visar på att när efterfrågefleksibilitet kommer med i prisbildningen på dagen före-marknaden kommer medelårspriset att höjas marginellt för 2030, vilket gynnar producenter med låga marginalkostnader. Scenarierna för 2030 är ett elsystem med goda överföringsförbindelser vilket resulterar i att antalet högpristimmar är få jämfört med antalet lågpristimmar. Det innebär att flytten av elanvändning resulterar i att priskurvans "dalar fylls mer än toppar kapas".

Elnätsföretagen kan genom tarifferna ge incitament till kunderna att vara flexibla i sin elanvändning för att åstadkomma ett effektivare utnyttjande av elnätet. Den största delen av besparingen för kunden är på elnätssidan varför det är viktigt att elnätstarifferna är utformade för att stimulera till ett effektivt utnyttjande av elnätet. Kunderna skulle på så sätt kunna bidra till att minska nätförluster och investeringar i elnätet. Då elnätsverksamheten är ett reglerat monopol kommer

¹⁵⁰ Kundundersökningen av Broberg mfl (2014) visar på att 57 procent av alla hushåll skulle kunna tänka sig att gå med på vara flexibla i sin elanvändning.

kostnadsbesparingar för elnätsföretaget på längre sikt innebära kostnadsbesparingar för kunden. Det är därför viktigt att elnätsföretagen har tillräckliga incitament i elnätregleringen för att använda potentialen för efterfrågefleksibilitet istället för traditionella elnätsinvesteringar om det är ett kostnadseffektivt alternativ.

Genom att kundernas förutsättningar för att vara flexibla i sin elanvändning förbättras stärks kundernas ställning på marknaden då de i större utsträckning kan göra aktiva val och påverka sin elkostnad. Kundernas intresse för elanvändningen är ofta mycket lågt, därför kan besparingar i elkostnaden fortfarande ge ett svagt incitament till kund. Hushållskunder har dock olika drivkrafter. Att kunden tydligt kan bidra till samhällsnytta genom att vara flexibel i sin elanvändning är viktigt att belysa i dialogen om efterfrågefleksibilitet.

Med de förväntade prisnivåerna för 2030 blir investeringen i styrutrustning lönsam för kunden med en återbetalningstid på bara några få år. Ei bedömer dock att ett investeringsstöd för styrning av värmelast blir viktigt. Dels på grund av kundernas låga intresse för sin elanvändning vilket är en tröskel för nya aktörer på elmarknaden. Men även på grund av att tjänster för efterfrågefleksibilitet är en omogen marknad där kunderna behöver informeras om vilken samhällsnytta de kan bidra till och vilken privatekonomisk nytta de kan få.

8 Författningskommentarer

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

Lagförslag kopplat till åtgärderna "Timmätning och tillgång till timvärden för samtliga kunder" och "Dygnsvis timavräkning för samtliga kunder" (3 kap 10 och 3 kap 11 §§)

3 kap 10 § Den som har nätkoncession är skyldig att utföra mätning av mängden överförd el och dess fördelning över tiden.

Det åligger nätkoncessionshavaren att rapportera resultaten av de mätningar och beräkningar som nämns i första stycket.

Närmare föreskrifter om angivna skyldigheter meddelas av regeringen eller den myndighet som regeringen bestämmer.

I paragrafen tas bestämmelsen i andra stycket bort. Att bestämmelsen tas bort innebär att det införs krav på att nätkoncessionshavarna ska mäta och fördela mängden överförd el per timme. Enligt den nuvarande bestämmelsen i andra stycket ska en nätkoncessionshavare, för de elanvändare som har ett säkringsabonnemang om högst 63 ampere och som inte har begärt att mängden överförd el och dess fördelning över tiden, istället göra en preliminär och slutligt schablonberäkning. När bestämmelsen tas bort innebär det att det införs ett krav på att nätkoncessionshavare alltid ska utföra mätning av mängden överförd el och dess fördelning över tiden och att möjligheten till schablonavräkning (med månadsvis avräkning av timvärden) tas bort. Av 6 § förordningen (1999:716) om mätning, beräkning och rapportering av överförd el framgår att mätning i uttagspunkt och inmatningspunkt ska avse överförd el under varje timme.

3 kap 11 § En elanvändare som begär att elförbrukningen ska mätas på annat sätt än enligt de föreskrifter som meddelats med stöd av 10 § ska av nätkoncessionshavaren debiteras merkostnaden för denna mätning och för rapporteringen av resultaten av dessa mätningar. Om mätningen av elanvändarens förbrukning därvid kräver en annan mätutrustning än vid mätning enligt de nämnda föreskrifterna ska elanvändaren debiteras kostnaden för mätaren med tillhörande insamlingsutrustning och för dess installation i uttagspunkten.

Andra kostnader för mätning än de som nu nämnts får inte debiteras enskilda elanvändare.

Twister i frågor som avses i första eller andra stycket prövas av nätmyndigheten. En tvist prövas dock inte om det visas att ansökan om prövning kommit in till nätmyndigheten senare än två år efter det att nätkoncessionshavaren sänt ett skriftligt ställningstagande till berörd part under dennes senaste kända adress.

I paragrafen tas bestämmelsen i tredje stycket bort. Att bestämmelsen tas bort är en följd av att det införs ett krav på timvis mätning. Bestämmelsen i tredje stycket, som anger att elanvändare som ingått avtal om leverans av el som förutsätter att mängden överförd el ska mätas per timme inte får debiteras merkostnader för

detta, behövs inte längre då ändringen av bestämmelsen i 3 kap. 10 § medför att mängden överförd el ska mätas per timme hos alla elkunder.

Lagförslag kopplat till åtgärden "Elpriskollen bör även ha information om tillgängliga nättariffer" (3 kap 24 §)

3 kap 24 § En nätkoncessionshavare ska till nätmyndigheten lämna uppgift om sina nättariffer för överföring av el.

Regeringen eller, efter regeringens bemyndigande, nätmyndigheten får meddela närmare föreskrifter om nätkoncessionshavares skyldigheter enligt första stycket.

I paragrafen, som är ny, införs ett krav på att nätkoncessionshavarna ska lämna uppgift om sina nättariffer för överföring av el till nätmyndigheten. I 8 kap. 11 b § finns redan en skyldighet för elleverantörer att lämna uppgift om de priser och leveransvillkor som elleverantören tillämpar för leverans av el till elanvändare. De lämnade uppgifterna redovisas sedan på Elpriskollen, en oberoende prisjämförelsesajt som drivs av Ei. Bestämmelsen innebär att samma skyldighet införs för nätkoncessionshavare för den del av nättariffen som avser överföring av el. Detta medför att Ei kan presentera en samlad bild för kunderna om avgifterna för elanvändningen och även ge kunderna en uppfattning om det finns besparingspotential i såväl nät som handel bl.a. utifrån ett efterfrågefleksibilitetsperspektiv.

I andra stycket bemyndigas regeringen eller, efter regeringens bemyndigande, nätmyndigheten, att meddela närmare föreskrifter om nätkoncessionshavares skyldighet att lämna uppgift om nättariffer för överföring av el. Motsvarande bemyndigande finns för de skyldigheter som elleverantörer har enligt 8 kap. 11 b § ellagen.

Lagförslag kopplat till åtgärden "Tillåt stegvis införande av nya tariffer samt pilotprojekt avseende tariffer" (4 kap 1 §)

4 kap 1 § Nättariffer ska vara objektiva och icke-diskriminerande. De ska utformas på ett sätt som är förenligt med ett effektivt utnyttjande av elnätet och en effektiv elproduktion och elanvändning.

En nätkoncessionshavare får utan hinder av vad som anges i första stycket, införa tariffer under en avgränsad tidsperiod för en begränsad krets av elanvändare för att utveckla nya tariffer som syftar till ett effektivt utnyttjande av elnätet och en effektiv elproduktion och elanvändning.

Regeringen eller, efter regeringens bemyndigande, nätmyndigheten får meddela föreskrifter om hur nättarifferna ska utformas för att främja ett effektivt utnyttjande av elnätet och en effektiv elproduktion och elanvändning.

I 5 kap. finns bestämmelser om fastställande av intäktsram.

Bestämmelserna i första och fjärde styckena är oförändrade.

I ett nytt andra stycke införs en bestämmelse som gör det möjligt för en nätkoncessionshavare att etappvis införa nya tariffer och bedriva pilotprojekt i syfte att ta fram nya tariffer. Under avsnittet *Hinder för elnätsföretag att erbjuda tariffer som stimulerar efterfrågefleksibilitet* redogörs bl.a. för att Ei har bedömt att tarifferna för att uppfylla kravet på objektivitet och icke-diskriminering inom ett redovisningsområde och för en kundgrupp behöver vara harmoniserade. Detta har

inneburit att nya tariffer inte har kunnat lanseras och testas inom ramen för pilotprojekt, om inte är en hel kundgrupp omfattas.

Med mer komplexa tariffer som ställer krav på till exempel smarta mätsystem ökar behovet av att införa tarifferna etappvis. Det finns också ett behov för nätföretagen att kunna bedriva pilotprojekt i syfte att ta fram nya tariffer utan att i full skala införa dessa för samtliga kunder samtidigt. Detsamma kan gälla om de befintliga mätsystemen inte redan är tillgängliga vid samtliga uttagspunkter. Huvudregeln är fortfarande att tariffer ska vara objektiva och icke-diskriminerande och därför inte ska vara olika för samma kategorier av elanvändare. Undantaget gäller endast för avgränsade tidsperioder. Syftet är att de tariffer som testas med stöd av bestämmelsen efter en viss tid ska lanseras på lika villkor för alla elanvändare inom samma kategori och uppfylla samtliga krav på tariffutformning.

I tredje stycket ändras skrivningen för att harmonisera med det första stycket. Nu framgår även i tredje stycket att det avser ett effektivt utnyttjande av elnätet och en effektiv elproduktion och elanvändning.

Lagförslag kopplat till åtgärden "Information om tariffer och andra möjligheter till kostnadsbesparingar för kund" (4 kap 11 och 4 kap 12a §§)

4 kap 11 § Den som har nätkoncession ska på begäran utan dröjsmål lämna skriftlig uppgift om sin nättariff.

Vid begäran om ny anslutning ska uppgift enligt första stycket lämnas inom skälig tid.

Bestämmelserna i tredje och fjärde stycket tas bort och flyttas oförändrade till en ny bestämmelse i 4 kap. 12 a § för att få en samlad bestämmelse om nätkoncessionshavares informationskrav till kunderna.

4 kap 12 a § Den som har nätkoncession ska offentliggöra sin nättariff till den del den avser avgifter och övriga villkor för överföring av el.

Den som har nätkoncession ska informera elanvändarna om hur nättarifferna är utformade.

Den som har nätkoncession ska informera om vilka möjligheter elanvändarna har att påverka sina kostnader genom att byta tariff eller genom att ändra sitt förbrukningsmönster.

Regeringen eller, efter regeringens bemyndigande, nätmyndigheten får meddela närmare föreskrifter om skyldigheterna enligt första – tredje stycket.

Paragrafen är ny och innebär att nätkoncessionshavarens ges en utökad informationsskyldighet. Den informationsskyldighet som tidigare reglerades i 4 kap. 11 § tredje stycket behålls och flyttas till första stycket.

I andra stycket föreslås att nätkoncessionshavare ska få en utökad informationsskyldighet genom att de även ska informera kunderna om hur tarifferna är utformade. Beskrivningen bör innefatta hur stor en eventuell fast andel är samt hur effektuttag och energiuttag prissätts. Det bör även beskrivas hur priset för de olika delarna fördelar sig över dygnet och året så att kunden ges förutsättningar att påverka sin elnätskostnad genom att anpassa förbrukningen.

I tredje stycket föreslås att nätkoncessionshavare även ska informera kunderna om vilka möjligheter de har att påverka sina kostnader genom att byta tariff eller genom att ändra sitt förbrukningsmönster. Det kan handla om exempelvis laststyrning där kunden blir kompenserad av nätkoncessionshavaren för att låta sig laststyras eller att kunden sparar pengar genom att nätkoncessionshavaren, energitjänsteföretag eller aggregator bidrar till att optimera energianvändningen så att kunden får lägre kostnader.

I fjärde stycket bemyndigas regeringen eller, efter regeringens bemyndigande nätmyndigheten, att meddela närmare föreskrifter om nätkoncessionshavarnas informationsskyldighet. Föreskrifterna kan avse såväl det närmare innehållet i informationen som formerna och tidpunkten för lämnande av information.

9 Konsekvensanalys per aktör

I detta kapitel redovisas en bedömning av vilka konsekvenser åtgärdspaketet ger för de olika aktörerna. Eftersom Ei vill använda de upparbetade kanalerna för energieffektivisering till att även omfatta efterfrågefleksibilitet kommer det att behöva leda till utbildning av certifierade energiexperter, energirådgivare, energicoacher och andra som träffar kunder i syfte att utreda och ge råd om energianvändning. Kostnaden för denna åtgärd finns uppskattad i kapitel 7 (kostnadsnyttoanalysen) när det gäller att ge information. Den kostnad som uppstår när aktörerna ska ta till sig informationen finns däremot inte uppskattad i monetära termer. Vi är däremot medvetna om att mottagarna av information kommer att behöva avsätta tid för detta.

Företagen

Företagen omfattar de traditionella aktörerna på elmarknaden, elnätsföretag, elproducenter, elhandlare och balansansvariga. Sedan tillkommer även aktörer så som energitjänsteföretag och aggregatorer.

Elnätsföretagen

Elnätsföretagen kommer att få ökade kostnader och en ökad administrativ börda när det gäller vissa av de föreslagna åtgärderna. De åtgärder som främst kommer att påverka elnätsföretagen är *timmätning och dygnsavräkning för alla kunder, informationskrav till kund angående tariffer och möjligheten att påverka sina nätkostnader, inrapportering av nättarifferna till Elpriskollen (och i förlängningen till tjänsthubben)*.

Elnätsföretagens kostnader för att införa timmätning för alla kunder kommer att bli mycket omfattande men dessa kostnader kommer att föras över till kundkollektivet eftersom intäktsramen byggs upp av elnätsföretagens kostnader.

Dessutom bedöms åtgärderna om *översyn av incitament i förhandsregleringen, översyn av nätnyttöersättning och de åtgärder som kopplar till tarifferna* påverka elnätsföretagen.

Förutom timmätningens åtgärden, som bedöms leda till mycket stora kostnader för elnätsföretagen, bedöms övriga åtgärder ge ganska små konsekvenser sett i monetära termer. Den kartläggning som Ei planerar göra inför ett eventuellt föreskriftsarbete avseende tariffer kan leda till viss involvering av elnätsföretagen. Dessutom kan ett föreskriftsarbete leda till att vissa elnätsföretag måste byta tariff vilket kan leda till en kostnad i utveckling av tariffer och även en kostnad för att kommunicera en ny tariff till kund. Utvecklingsarbete bör dock kunna minimeras när Ei ger tydliga riktlinjer för hur tarifferna bör utformas.

Elproducenter

Elproducenterna påverkas inte direkt av någon av åtgärderna i åtgärdspaketet men bedöms påverkas indirekt av en marknad med ökad efterfrågefleksibilitet. Priser nära noll uppstår på grund av att det inte finns någon flexibilitet i systemet som kan öka efterfrågan när priset är lågt. Med efterfrågefleksibilitet kommer

efterfrågan att öka vid låga priser vilket leder till färre timmar med nollpriser. Detta leder till att producenterna med låga marginalkostnader, exempelvis vindkraftsproducenter, får bättre betalt för sin elproduktion.

När det gäller produktionsslag med höga marginalkostnader så kommer dessa att användas färre timmar. Ägare av dessa produktionsslag riskerar därför att få lägre kompensation för sin elproduktion. Detta gäller i synnerhet anläggningar med höga koldioxidutsläpp.

Om efterfrågefleksibilitet kan användas som reglerresurs leder det till en ökad konkurrens på balansmarknaden. De producenter som främst bidrar till frekvenshållningen idag är vattenkraftsproducenterna.

Elhandlare

Elhandlare som inte har balansansvar (särskilt om balansansvariga nedan) kommer inte att påverkas i någon större utsträckning av det föreslagna åtgärds paketet. Den enda åtgärden som riktas direkt till elhandlaren är *kravet på att elhandlaren ska påminna kunden på sin faktura om var kunden kan hitta information om energieffektivisering och efterfrågefleksibilitet*. I en elhandlarcentrisk modell kommer elhandlaren att bli kundens huvudsakliga kontaktpunkt och detta gör elhandlaren till en passande aktör för att påminna om energieffektivisering och efterfrågefleksibilitet.

Den frivilliga inrapporteringen till tjänsthubben kan ske direkt till hubben eller via elhandlaren. Exakt hur detta ska gå till kommer att styras av hur de tjänster som kopplar till hubben utformas. Om det bara blir möjligt för elhandlaren att rapportera in uppgifter så måste kunden i sin tur rapportera in till sin handlare för att denne ska kunna registrera informationen. Detta kommer i så fall leda till en ökad arbetsbelastning för elhandlaren.

Energitjänsteföretag/Aggregatorer

Energitjänsteföretag och aggregatorer är möjliggörare för efterfrågefleksibilitet och därför mycket viktiga aktörer. Åtgärderna som föreslås kommer att påverka hur lönsamheten utvecklar sig för energitjänsteföretag och aggregatorer. För att de ska kunna komma in på marknaden och göra en god affär krävs intäktsströmmar från olika parter. Eftersom Ei:s analys visar att de privatekonomiska incitamentet är låga samtidigt som den samhällsekonomiska nyttan är stor kan det bli en utmaning att identifiera affärsmöjligheterna.

Det som visas i Ei:s analys är att det finns stora nyttor med efterfrågefleksibilitet både på dagen före-marknaden och för nätverksamheten. När *stöd för styrutrustning* minskar kostnaderna för kunden förstärks den privatekonomiska nyttan. Detta gör att det blir enklare för energitjänsteföretag/aggregatorer att paketera erbjudanden till kund där energitjänsteföretaget/aggregatorn kan använda kundernas flexibilitet till att tjäna pengar på dagen före-marknaden eller som en tjänst till elnätsföretag.

En subvention för styrutrustning gör att lönsamheten för kund ökar utan att tjänsteföretaget åläggs högre kostnader. Tjänsteföretaget får också en ökad möjlighet att göra affärer då kostnaden för kund blir lägre än de annars hade varit. Risken finns att detta skulle kunna bli kostnadsdrivande, det vill säga att

kostnaden till kund är lika hög som förut och mellanskillnaden blir vinst för energitjänsteföretaget.

Åtgärden som innebär att *analysera och utveckla aggeratorrollen i Norden* kommer att på sikt skapa god förutsägbarhet och förtydliga aggregatorns roll på elmarknaden.

Åtgärden som innebär att kunden (troligen med hjälp från elhandlaren) rapporterar in flexibla anläggningar till tjänsthubben kommer att öka energitjänsteföretagens och aggregatorernas möjlighet att hitta information om potentialen för efterfrågefleksibilitet. Detta leder i sin tur till goda förutsättningar att bedriva effektiv verksamhet inom energitjänsteområdet.

Balansansvarig

Balansansvariga kommer att påverkas i stor utsträckning av åtgärdsförslagen. De åtgärder som förväntas påverka mest är *timmätning och dygnsavräkning för samtliga kunder*. Dygnsavräkning för alla kunder skapar en bättre förutsättning för balansansvarig att förutse kundernas agerande så att de kan planera sig i balans. När kunder installerar styrutrustning (exempelvis i värmepumpar), kan det leda till både sämre och bättre förutsättningar. För att det ska skapa goda förutsättningar för balansansvariga till att göra bra prognoser är det viktigt att de känner till kundernas avtal om laststyrning och om hur de kommer att styra sin energianvändning. Om balansansvarig inte vet om att kunden styr, eller låter sig styras finns risk att det blir en stor differens mellan balansansvarigs prognos och kundens agerande. Detta är dock ett övergående problem eftersom balansansvariga så småningom kommer att ha lärt sig hur kunderna agerar.

Fjärrvärmeföretag

Ingen av åtgärderna har direkt påverkan på fjärrvärmeföretagen men de skulle kunna ha en indirekt påverkan. I de fall fjärrvärmeföretaget även producerar el (kraftvärme) påverkas de på samma sätt som andra producenter vilket beskrivits ovan. I åtgärden *stöd till styrutrustning* specificeras inte att denna styrutrustning endast ska kunna användas till att styra elanläggningar. Det innebär att subvention för styrutrustning enligt vårt förslag även kan användas för uppvärmningsalternativet fjärrvärme.

Fjärrvärmeföretagen är en part som skulle kunna ta hand om el vid överskottssituationer. Detta förekommer inte idag på grund av hur energiskatten på el påverkar de ekonomiska incitamenten. Åtgärden att se över energiskatten på el är särskilt viktig ur denna aspekt. Fjärrvärmeföretagen skulle även kunna bidra i frekvenshållningen om regelverket för balanskraften ses över av Svenska kraftnät. Konsekvenserna som beskrivs ovan kommer att påverka fjärrvärmeföretagens verksamhet genom att påverka kostnads- och intäktsströmmar.

Värmeinstallatörer och säljare av styrutrustning

För att kunderna ska kunna få bra information föreslås flera informationsinsatser som riktar sig till kunderna men även till andra aktörer. När kunden står inför ett investeringsbeslut när det gäller uppvärmningsform och liknande är det viktigt att den yrkesgrupp som kunden kommer i kontakt med kan ge kunden så korrekt information som möjligt. Korrekt information som sedan kan leda till ett bra beslut när det gäller energieffektivisering och efterfrågefleksibilitet. För värmeinstallatörer, säljare av styrutrustning och andra med liknande roll handlar det om att de

behöver lägga tid för kompetensutveckling. Kompetensutvecklingen kommer att vara kostnadsfri eftersom den tillhandahålls av informerande myndigheter men tiden behöver installatörerna bidra med.

Åtgärden med *subventionering av styrutrustning* kommer troligtvis att gynna tillverkare och säljare av denna typ av utrustning eftersom de får ett stöd riktat specifikt till produkten de tillverkar/säljer.

Certifierade företag som utför energikartläggningar och energideklarationer

Energikartläggning i stora företag och energideklarationer utförs av certifierade experter. Dessa experter behöver få information om efterfrågefleksibilitet för att de på ett bra sätt ska kunna utföra energikartläggning och energideklaration. Informationen kommer, så som för andra aktörer, att tillhandahållas av de informerande myndigheterna. Experterna behöver dock bidra med sin tid för kompetensutvecklingen. Deras arbete till följd av åtgärderna kommer att bli något mer omfattande vilket kan leda till något större intäktsströmmar.

Kunderna

Kunderna är den självklara utgångspunkten för efterfrågefleksibilitet och kommer direkt eller indirekt påverkas av alla åtgärder som föreslås. Kopplingen mellan elnätsföretagens kostnader och kundernas kostnader behöver här tydliggöras. Elnätsföretagens kostnader för att införa exempelvis timmätning för alla kunder kommer att bli mycket omfattande, men dessa kostnader kommer att föras över till kundkollektivet eftersom intäktsramen byggs upp av elnätsföretagens kostnader. Men å andra sidan kommer också nyttorna med efterfrågefleksibilitet tillfalla kunderna genom lägre kostnader för elnät och elhandel.

Hushållskunder

Hushållskunder med eluppvärmning pekas ut som den kundkategori som har mest efterfrågefleksibilitetspotential att erbjuda utan att det påverkar komforten för kunden. I de undersökningar som gjorts framkom att värmelast går att flytta upp till tre timmar utan att kunden upplever någon egentlig komfortförändring. Detta värmelager som kundens hem utgör är en möjliggörare för efterfrågefleksibilitet. Eftersom de privatekonomiska nyttorna av att vara flexibel i sin energianvändning inte motsvarar de samhällsekonomiska nyttorna har Ei föreslagit att det införs ett stöd för investering i styrutrustning. Stödet kommer att leda till att den privatekonomiska nyttan blir större.

Med de föreslagna åtgärderna kommer kunderna att få mer information att ta ställning till men flera av åtgärderna är också sådana att de syftar till att underlätta för kunden att ta hand om denna information.

Åtgärder som kommer att underlätta för kund är att de får hjälp i energideklarationen av fastigheten med att definiera vilka förutsättningar för efterfrågefleksibilitet som fastigheten har. Kostnaden för att upprätta energideklarationen betalas dock av kunden själv och denna kostnad kan komma att öka något i och med att hänsyn ska tas till efterfrågefleksibilitet.

Fastighetsägare

Ägare av stora fastigheter har inte pekats ut som de som kan bidra med mest flexibilitet, men den värmetröghet som används som lager i småhus kan självklart även användas i stora fastigheter. Om stödet för styrutrustning inte begränsas till hushållskunder kommer även fastighetsägare att kunna installera subventionerad styrutrustning för att kunna optimera sin energianvändning.

Med de föreslagna åtgärderna kommer fastighetsägare att få mer information att ta ställning till men flera av åtgärderna är också sådana att de syftar till att underlätta för mottagarens att ta hand om denna information.

Vid upprättande av energideklaration kommer fastighetsägaren att få hjälp att identifiera både energieffektiviserande åtgärder och att identifiera potential för efterfrågefleksibilitet. Kostnaden för att upprätta energideklarationen betalas dock av fastighetsägaren själv och denna kostnad kan komma att öka något i och med att hänsyn ska tas till efterfrågefleksibilitet.

Hyresgäster

Hyresgäster utan ett eget elavtal bedöms inte få några direkta konsekvenser alls av förslaget. Indirekt kan de dock påverkas av fastighetsägarens kostnader för el.

Elintensiv industri

Elintensiv industri är ett kundsegment som redan idag svarar på prissignaler vid höga priser. Den undersökning som Ei låtit genomföra visar dock att även elintensiv industri till stor del saknar information om efterfrågefleksibilitet. I och med den informationskampanj som Ei planerar att genomföra tillsammans med andra myndigheter bedöms kunskapen hos den elintensiva industrin att öka, så att de kan fatta bättre beslut avseende energieffektivisering och efterfrågefleksibilitet.

Ei föreslår att Svenska kraftnät ska se över hur bud från förbrukning kan handlas med på reglerkraftmarknaden och även hur förbrukningsresurser kan användas som automatisk reserv i frekvensregleringen. Om detta sker kan den elintensiva industrin få ökade intäktsströmmar när de väljer att vara flexibla.

Den elintensiva industrin kan vara ett stort företag med skyldighet att genomföra en energikartläggning. Energitröskläggning kan genomföras med hjälp av certifierad expert eller genom ett internt energiledningssystem. Med den informationsinsats som ska genomföras bedöms de företag som använder sig av ett internt energiledningssystem få värdefull information för att genomföra en bra energikartläggning.

Övrig industri

Övrig industri bedöms få ungefär samma konsekvenser som elintensiv industri även om de inte har lika elintensiva processer. Kunskapen om efterfrågefleksibilitet bedöms något lägre i detta kundsegment vilket gör att informationen kommer att bli än viktigare för att företagen ska kunna fatta bra beslut.

Serviceverksamhet

Serviceverksamhet är ett brett kundsegment som inkluderar offentlig verksamhet så som sjukvård, skolor och biblioteksverksamhet och privat verksamhet såsom detaljhandel, restauranger och hotellverksamhet. Ofta hyr serviceverksamheten lokalen av en fastighetsägare och då är det enbart elförbrukningen kopplad till verksamheten som kunden kan påverka. En del serviceverksamheter äger dock sina egna lokaler och har då liknande möjligheter till efterfrågefleksibilitet som kundsegmentet fastigheter. Påverkan av åtgärderna i åtgärds paketet beror således på om kunden själv äger lokalerna och själva betalar för uppvärmningen. Anpassad information kommer att ges till denna grupp för att ta hänsyn till de speciella förhållandena.

Myndigheter och domstolar

Energimarknadsinspektionen

Energimarknadsinspektionen har i detta utredningsarbete identifierat en rad områden som behöver utredas vidare för att få en effektiv energimarknad med en fungerande efterfrågefleksibilitet. De åtgärder som Ei vill titta närmare på ligger inom ramen för Ei:s uppdrag men vissa kommer inte att kunna genomföras med befintliga anslag. De åtgärder som bedöms som mest omfattande är informationsinsatserna och den webbportal som föreslås tas fram. Att utveckla Elpriskollen till att bli ett jämförelseverktyg för hela kundens elkostnad är också en omfattande åtgärd som kommer att genomföras när tjänstehubben finns på plats.

Ett omfattande arbete avseende tarifferna behöver göras där det först görs en översyn av befintliga tariffier för att sedan föreskriva hur effektiva tariffier bör utformas. Även utveckling av förhandsregleringen med avseende på effektiv utnyttjande av elnätet behöver genomföras. Ei föreslår också att reglerna kring nätnyttöersättningen ses över för att utreda om fler aktörer än producenter ska kunna få ersättning och om ersättning ska kunna baseras på fler parametrar än de som nu används.

Svenska kraftnät

Svenska kraftnät föreslås få i uppdrag att titta på hur de kan utveckla balansmarknaden för att även efterfrågefleksibilitet ska kunna komma in på denna marknad. De föreslås även bidra till den information som ska kommuniceras till kunder och andra aktörer. Detta kommer att innebära utredningsarbete som ligger inom myndighetens område. Ei har dock svårt att bedöma om de kan anses rymmas inom befintliga anslag.

Förhoppningen är att utredningarna ska kunna ligga till grund för en effektiv hantering av balans- och frekvensreglering vilket i slutändan kan spara pengar åt Svenska kraftnät.

Energimyndigheten

Energimyndigheten föreslås bidra till den information som ska genomföras när det gäller efterfrågefleksibilitet. Ei föreslår även att de kanaler som redan i nuläget används för information om energieffektivisering ska användas även för efterfrågefleksibilitet. Detta innebär att Energimyndigheten och Ei behöver samarbeta för att effektivt kunna utveckla informationskanalerna.

Energimyndigheten föreslås även få ett uppdrag att ta fram regelverk för ett ekonomiskt stöd för styrutrustning avseende värmelast. Ei har gjort några övergripande analyser i denna rapport men det återstår bland annat att fastställa hur administrationen ska skötas, vilka som ska kunna ta emot stödet och vilka stödnivåer som ska tillämpas.

Arbetet till följd av de åtgärder som Ei föreslår kommer att innebära utredningsarbete och informationsinsatser som ligger inom myndighetens område. Ei har dock svårt att bedöma om de kan anses rymmas inom befintliga anslag.

Boverket

Boverket föreslås få i uppdrag att se över hur energideklarationen kan utvecklas till att även omfatta efterfrågefleksibilitetspotential. Detta kommer att innebära ett visst utvecklingsarbete för myndigheten. Boverket föreslås även bidra till den informationsinsats som ska genomföras vilket också kommer att ta resurser i anspråk. Arbetet till följd av de åtgärder som Ei föreslår ligger, såvitt Ei kan bedöma, inom myndighetens område. Ei har däremot svårt att bedöma om kostnaderna för arbetet kan anses rymmas inom befintliga anslag.

Länsstyrelser

Länsstyrelserna föreslås involveras i arbete med det stöd som Ei föreslår ska utbetalas till leverantörer av styrutrustning. För att begränsa den administrativa bördan både för kunder och länsstyrelser föreslår Ei att stödet hanteras på ett sätt där kunderna får subventionen avdragen från sin faktura direkt utan att kunden själv söker stödet. Istället söker leverantören av stödutrustningen stödet från länsstyrelsen vilket gör att antalet sökanden kan hållas nere. Den uppskattade administrativa kostnaden återges i kostnadsnyttoanalysen i kapitel 7.

De allmänna förvaltningsdomstolarna

De föreslagna åtgärderna bedöms generellt inte leda till någon ökad belastning på domstolarna till följd av överklaganden. Det ökade kravet på kommunikation till kunderna bedöms minska kundernas behov av att klaga.

Den åtgärd som skulle kunna leda till flera överklaganden är åtgärden om nätnyttoersättningen men det beror på hur ett uppdaterat regelverk för nätnyttoersättning formuleras, vilket återstår att se efter att ytterligare utredning gjorts.

10 Referenser

- THEMA Consulting Group, 2014. *Demand response in the Nordic electricity market - Input to strategy on demand flexibility*. Denmark: Nordic Council of Ministers.
- ACER, 2014. *Energy regulation: A bridge to 2025. Conclusions paper*, Ljubljana: Agency for the Cooperation of Energy Regulators.
- Bartusch, C. & Alvehag, K., 2014. Further exploring the potential of residential demand response programs in electricity distribution. *Applied Energy*, Volume 125, pp. 39-59.
- Bartusch, C., Juslin, P., Persson-Fischier, U. & Stenberg, J., 2014. *Elkonsumenters drivkrafter för en ökad förbrukningsflexibilitet*, Stockholm: Elforsk 14:41.
- BDEW, 2015. *Smart Grid Traffic Light Concept - Design of the amber phase*, Berlin: German Association of Energy and Water Industries.
- Björndalen, J. & Jörnsten, K., 2014. *Further development of Elspot - New order formats and changes in market design*, Stockholm: Elforsk 14:23.
- Bollen, M., 2011. *Critical peak pricing*. Lincoln: Morgan & Claypool Publishers.
- Boverket, 2014. *Individuell mätning och debitering vid ny- och ombyggnad*, Karlskrona: Boverket 2014:29.
- Broberg, T. et al., 2014. *En elmarknad i förändring - Är kundernas flexibilitet till salu eller ens verklig?*, Eskilstuna: Energimarknadsinspektionen.
- Broberg, T., Samakovlis, E. & Forslund, J., 2010. Investeringsstöd – ett överskattat styrmedel i miljöpolitiken. *Ekonomisk Debatt* nr 3, pp. 17-26.
- CEER, 2014. *CEER advice on ensuring market and regulatory arrangements to help deliver demand-side flexibility*, Bryssel: Council of European Energy Regulators C14-SDE-40-03.
- CEER, 2015. *The future role of DSOs - A CEER conclusions paper*, Brussels: Council of European Energy Regulators C15-DSO-16-03.
- CEER, 2016. *Scoping of flexible response*, Bryssel: CEER.
- CEPA, 2014. *Demand side flexibility - The potential benefits and state of play in the European Union*. London: ACER.
- Copenhagen Economics, 2016. *Electricity Market Design for a Reliable Swedish Power System*, Stockholm: Copenhagen Economics.
- Cronholm, L.-Å., Forsberg, M. & Stenkvist, M., 2006. *Studie av effektreduktioner hos mellanstora kunder*, Stockholm: Elforsk 06:11.
- Dagens industri, 2016. Kritiserad skatt på solel införs. *Dagens industri*, 01 07.

- Delmas, M., Fischlein, M. & Asensio, O., 2013. Information strategies and energy conservation behaviour: A meta-analysis of experimental studies from 1975 to 2012. *Energy Policy*, Volume 61, pp. 729-739.
- E-Bridge, 2013. *RPM Review Project*, Bonn: E-Bridge Consulting.
- EDSO, 2014. *Flexibility: The role of DSOs in tomorrow's electricity market*, Brussels: EDSO.
- Ei, 2009. *Förhandsreglering av elnätsavgifter - principiella val i viktiga frågor*, Eskilstuna: Energimarknadsinspektionen Ei R2009:09.
- Ei, 2010a. *Anpassning av elnäten till ett uthålligt energisystem*, Eskilstuna: Energimarknadsinspektionen Ei R2010:18.
- Ei, 2010b. *Ökat inflytande för kunderna på elmarknaden*, Eskilstuna: Energimarknadsinspektionen Ei R2010:22.
- Ei, 2012. *Elnätstariffer - behövs mer regler om tariffernas utformning?*, Eskilstuna: Energimarknadsinspektionen Ei R2012:14.
- Ei, 2014a. *Bättre och tydligare reglering av elnätsföretagens intäktsramar*, Eskilstuna: Energimarknadsinspektionen Ei R2014:09.
- Ei, 2014b. *Uppföljning av timmättningsreformen*, Eskilstuna: Energimarknadsinspektionen EiR2014:05.
- Ei, 2015a. *Incitament för effektivt utnyttjande av elnätet*, Eskilstuna: Energimarknadsinspektionen Ei R2015:7.
- Ei, 2015b. *Kvalitetsreglering av intäktsram för elnätsföretag - Reviderad metod inför tillsynsperiod 2016-2019*, Eskilstuna: Energimarknadsinspektionen Ei R2015:06.
- Ei, 2015c. *Funktionskrav på framtidens elmätare*, Eskilstuna: Energimarknadsinspektionen Ei R2015:09.
- Ei, 2015d. *Tjänster för efterfrågefleksibilitet*, Eskilstuna: Energimarknadsinspektionen PM2015:02.
- Ei, 2016a. *Får kunderna på elmarknaden korrekt information?*, Eskilstuna: Energimarknadsinspektionen Ei R2016:04.
- Ei, 2016b. *Slopad schablonavräkning för timmätta kunder*, Eskilstuna: Energimarknadsinspektionen Ei R2016:03.
- Ei, 2016c. *Ökad andel variabel elproduktion - Effekter på priser och producenters investeringsincitament*, Eskilstuna: Energimarknadsinspektionen Ei R2016:14.
- Energimyndigheten, 2010. *Energien i våra lokaler - Resultat från Energimyndighetens STIL2-projekt*, Eskilstuna: Energimyndigheten.
- Energimyndigheten, 2013. *Utmaningar för den nordiska elmarknaden*, Eskilstuna: Energimyndigheten ER 2013:14.
- Energimyndigheten, 2015a. *Värmepumparnas roll på uppvärmningsmarknaden - Utveckling och konkurrens i ett föränderligt energisystem*, Eskilstuna: Energimyndigheten ER 2015:09.
- Energimyndigheten, 2015b. *Energistatistik för småhus*, Eskilstuna: Energimyndigheten ES 2015:06.

- Energimyndigheten, 2016a. *Energiindikatorer 2016*, Eskilstuna: Energimyndigheten ER 2016:10.
- Energimyndigheten, 2016b. *Fyra framtider*, Eskilstuna: Energimyndigheten.
- ENTSO-E, 2012. *Network code on demand response connection - frequently asked questions*, Bryssel: entsoe.
- ENTSO-E, 2016. *ENTSO-E Overview of transmission tariffs 2015*, Bryssel: entsoe.
- Ericson, T., 2007. *Short-term electricity demand response*. Trondheim: NTNU - Norges teknisk-naturvetenskapliga universitet (Doktorsavhandling).
- EU-kommissionen, 2016. *Consumer Markets Scoreboard*, Luxembourg: European Union.
- Eurelectric, 2013. *Network tariff structure for a smart energy system*. Brussel: EURELECTRIC.
- Eurelectric, 2014. *Flexibility and aggregation - Requirements for their interaction in the market*, Brussel: EURELECTRIC.
- Finansdepartementet, 2016. *Skatteförslag med anledning av energiöverenskommelsen*, Stockholm: Regeringskansliet (Fi2016/04184/S2).
- Fritz, P., 2012. *Övergripande drivkrafter för efterfrågefleksibilitet*, Stockholm: Elforsk 12:73.
- Fritz, P., Jörgensen, E. & Lindskoug, S., 2009. *Att följa elpriset bättre. Elforsk rapport 09:70*, s.l.: s.n.
- Fritz, P. et al., 2013. *Efterfrågefleks på en energy-only marknad - Budgivning, nättariffer och avtal.*, Stockholm: Elforsk 13:95.
- Gebro, P., 2013. *National scale impact of the Stockholm Royal Seaport project: Demand response and load-shift for Swedish apartment customers*, Stockholm: KTH.
- Gillingham, K. & Palmer, K., 2014. Bridging the energy efficiency gap: Policy insights from economic theory and empirical evidence. *Review of Environmental Economics and Policy*, pp. 1-21.
- Grahn, P., Munkhammar, J., Widén, J. & Alvehag, K., 2013. PHEV Home-Charging Model Based on Residential Activity Patterns. *IEEE Transaction on Power Systems*, 28(3), pp. 2507 - 2515 .
- Helbrink, J., Lindén, M., Nilsson, M. & Andersson, M., 2015. *Syntes av elnätstariffer - Simulering och analys av ett flertal tariffmodeller ur ett kostnadsperspektiv*, Stockholm: Energiforsk 2015:170.
- Herter, K. & Wayland, S., 2010. Residential response to critical-peak pricing of electricity: California evidence. *Energy*, 35(4), pp. 1561-1567.
- IVA, 2015. *Scenarier för den framtida elanvändningen*, Stockholm: Kungl. Ingenjörsvetenskapsakademien (IVA).
- IVA, 2016a. *Framtidens elanvändning*, Stockholm: Kungl. Ingenjörsvetenskapsakademien (IVA).
- IVA, 2016b. *Sveriges framtida elnät*, Stockholm: Kungl. Ingenjörsvetenskapsakademien (IVA).

Kamp, S., 2013. *Sveriges potential för elproduktion från takmonterade solceller*, Uppsala: Uppsala universitet.

Koliou, E. et al., 2015. Quantifying distribution-system operators' economic incentives to promote residential demand response. *Utilities Policy*, Volume 35, pp. 28-40.

Konsumentverket, 2016a. *Konsumentrapporten 2016 - Läget för Sveriges konsumenter*, Karlstad: Konsumentverket.

Konsumentverket, 2016b. *Utvärdering av Hallå konsument*, Karlstad: Konsumentverket.

Lindskoug, S., 2005. *Demonstrationsprojekt - Effektstyrning på användarsidan vid effektbristsituationer*, Stockholm: Elforsk 05:31.

Länstyrelsen Norrbotten, 2014. *Strategi för att skapa en världsledande teknikregion i Norrbotten för klimatsmarta effektiva datacenter*, Luleå: Länsstyrelsen Norrbotten.

Malcolm, A., 2001. Is the security of electricity supply a public good?. *The Electricity Journal*, 7 14, pp. 31-33.

NEPP, 2013. *Förutsättningar och drivkrafter för olika typer av elkunder att justera förbrukningsmönster och minska sin elförbrukning idag och i framtiden*, Stockholm: Rapport till samordningsrådet för smarta elnät.

NEPP, 2014a. *Krav på framtidens elnät - smarta nät*, Stockholm: Rapport till samordningsrådet för smarta elnät, Sweco.

NEPP, 2014b. *Analysera effekten av olika förändringar i regelverk, rollfördelning och marknadsmodeller som kan bidra till att utnyttja möjligheterna till efterfrågefleksibilitet bättre*. Stockholm: Rapport till Samordningsrådet för smarta elnät.

NEPP, 2015. *Elanvändningen i Sverige 2030 och 2050*, Stockholm: NEPP i samarbete med IVA.

NEPP, 2016. *Reglering av kraftsystemet med ett stort inslag av variabel produktion*, Stockholm: NEPP.

NordREG, 2014. *Memo to Elmarkedsgruppen regarding demand-side flexibility*, Norden: Nordic Energy Regulators.

NordREG, 2016. *Discussion of different arrangements for aggregators of demand response in the Nordic market*, Norden: Nordic Energy Regulators.

NVE, 2015. *Høring om tariffer for uttak i distribusjonsnettet*, Oslo: Norges vassdrags- og energidirektorat.

Nyholm, E. et al., 2016. Demand response potential of electrical space heating in Swedish single-family dwellings. *Building and Environment*, Februari, Volume 96, p. 270-282.

Nylén, P.-O., 2011. *Möjligheter och hinder för laststyrning - Fokus på privatkunder med eluppvärmning*, Stockholm: Elforsk 11:70.

Persson, E., Berg, B., Fernlund, F. & Lindbom, O., 2012. *Pilotstudie i Vallentuna*, Stockholm: Elforsk 12:48.

Power Circle, 2016. *Potentialen för lokala energilager i distributionsnäten*, Stockholm: Power Circle.

- Puranik, 2014. *Demand side mangement potential in Swedish households*, Göteborg: Chalmers university of technology.
- Reza Hesamzadeh, M. & Biggar, D. R., 2014. *The Economics of Electricity Markets*. 1:a ed. Chichester: John Wiley & Sons.
- S3C, 2014. *Report on case analyses, success factors and best practices*, s.l.: S3C Consortium.
- S3C, 2015a. *Deliverable D7.4 - Final summary report*, s.l.: S3C Consortium.
- S3C, 2015b. *Deliverable D5.2. Study with general and country specific recommendations for policy makers, regulatory and standardisation bodies and associations to support setting favourable framework conditions*. s.l.:S3C Consortium.
- Samordningsrådet, 2014. *Rapport om rådets arbete inom incitamentstruktur & kundinflytande*, Stockholm: Statens Offentliga Utredningar.
- Skillbäck, M. & Ibrahim, H., 2012. *Evaluation methods for market models used in smart grids*, Stockholm: KTH.
- Smart Grid Task Force, 2015a. *Regulatory Recommendations for the Deployment of Flexibility*, Brussel: EG3 Smart Grid Task Force.
- Smart Grid Task Force, 2015b. *Regulatory recommendations for the deployment of flexibility - Refinement of recommendations*. Brussel: EG3 Smart Grid Task Force.
- SOU, 2013. *Fossilfrihet på väg*, Stockholm: Statens Offentliga Utredningar 2013:84.
- SOU, 2014. *Planera för effekt! - Slutbetänkande från Samordningsrådet för smarta elnät*, Stockholm: Statens Offentliga Utredningar 2014:84.
- SOU, 2015. *Energiskatt på el - En översyn av det nuvarande systemet*, Stockholm: Statens Offentliga Utredningar SOU 2015:87.
- Statnett, 2015. *Sentralnettariffen 2015 - Modellbeskrivelse og satser*, Oslo: Statnett.
- Sten, A. & Åström, K., 2016. *Möjligheter och hinder för en ökad flexibilitet i elkonsumenters elanvändning*, Stockholm: KTH.
- Sweco, 2011. *Systemeffekter av timvis mätning - En rapport för Näringsdepartementet*, Stockholm: SWECO.
- Sweco, 2016. *Elkundens möjlighet till flexibel elanvändning*, Stockholm: SWECO.
- Svk, 2015a. *Delrapport 2015/929 - Anpassning av elsystemet med en stor mängd förnybar elproduktion*, Stockholm: Svenska kraftnät.
- Svk, 2015b. *Anpassning av elsystemet med en stor mängd förnybar elproduktion (slutrapport)*, Stockholm: Svenska kraftnät.
- Svk, 2015c. *Anpassning av elsystemet med en stor mängd förnybar elproduktion (delrapport)*, Stockholm: Svenska kraftnät.
- Svk, 2016a. *Kraftbalansen på den svenska elmarknaden vintrarna 2015/2016 och 2016/2017*, Stockholm: Svenska kraftnät.
- Svk, 2016b. *Förlustelpriset i stamnätstariffens energiavgift (Promemoria 2016/650)*, Stockholm: Svenska kraftnät.

- Thell & Ly, 2015. *Förbrukningsflexibilitetens potential och påverkan på kraftsystemet - Med fokus på automatisk frekvensreglering genom styrning av kylskåp*, Uppsala: Uppsala Universitet.
- Thell, L., 2016. *Förbrukningsflexibilitet- Elmarknadsrådet 20 september 2016*. Stockholm: Svenska Kraftnät.
- Train, K., 1985. Discount rates in consumers' energy-related decisions: A review of the literature.. *Energy*, 10(12), pp. 1243-1253.
- Trend:research, 2016. *Der Markt für Photovoltaik in Deutschland bis 2025*, Bremen: Trend:research.
- U.S. Department of Energy, 2006. *Benefits of demand response in electricity markets and recommendations for achieving them*, USA: U.S. department of Energy.
- VaasaETT, 2014. *Market Entrant Processes, Hurdles and Ideas for Change in the Nordic Energy Market - the View of the Market*, s.l.: Nordic Energy Regulators (NordREG).
- Walawalkar, R., Blumsack, S. & Fernands, S., 2008. An economic welfare analysis of demand response in the PJM electricity market. *Energy Policy*, 36(10), pp. 3692-3702.
- Wallin, F. et al., 2005. *The use of automatic meter readings for a demand-based tariff*. Dalian, IEEE - Transmission and Distribution Conference and Exhibition: Asia and Pacific, pp. 1-6.
- Van Benthem, A., Gillingham, K. & Sweeney, J., 2008. Learning-by-Doing and the Optimal Solar Policy in California. *The Energy Journal*, 29(3), pp. 131-151.
- Wessman, S., Halvorsen, B. & Larsen, B. M., 2012. *Statlige og kommunale tilskuddsordninger ordninger for elektrisitetssparing i husholdninger - Dokumentasjon 1970-2012*, Oslo: Statistisk sentralbyrå .
- Wikström, M., 2014. *Elbilsupphandlingen – Socio-teknisk utvärdering av laddfordon och deras användare 2011-2014*, Stockholm: KTH.
- Yan, J. & Folly, K., 2014. Investigation of the impact of demand elasticity on electricity market using extended Cournot approach. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, Volume 60, pp. 347-356.

Bilaga 1 Seminarier

Totalt har fyra seminarier genomförts under uppdraget:

1. Seminarium där aktörer belyste efterfrågefleksibilitet från olika perspektiv med fokus på viktiga åtgärdsförslag för stimulera en flexibel elanvändning (19 oktober, 2015 – ca 90 deltagare). I samband med seminariet fanns det möjlighet att lämna in åtgärdsförslag som syftar till att öka efterfrågefleksibilitet via projektsidan (13 oktober – 2 november, 2015). Länk till underlaget: <http://www.ei.se/sv/Projekt/Projekt/efterfragefleksibilitet-i-det-svenska-elsystemet/senaste-nytt-om-uppdraget-efterfragefleksibilitet/valbesokt-seminarium-om-efterfragefleksibilitet/>
2. Seminarium om delen av uppdraget rörande de förenklade avräkningsbestämmelserna (20 oktober, 2015 – ca 30 deltagare). Olika aktörer tog ställning till om bestämmelserna bör vara kvar eller inte. I samband med seminariet fanns det möjlighet lämna in synpunkter om huruvida de förenklade avräkningsbestämmelserna bör slopas eller inte via projektsidan (13 oktober – 2 november 2015). Länk till underlaget: <http://www.ei.se/sv/Projekt/Projekt/efterfragefleksibilitet-i-det-svenska-elsystemet/senaste-nytt-om-uppdraget-efterfragefleksibilitet/ta-del-av-talarnas-presentationer/>
3. Seminarium om efterfrågefleksibilitet för olika kundgrupper (22 mars, 2016 – ca 40 deltagare). Aktörer presenterade olika kundgruppers förutsättningar och hinder för ökad efterfrågefleksibilitet. Länk till underlaget: <http://www.ei.se/sv/Projekt/Projekt/efterfragefleksibilitet-i-det-svenska-elsystemet/senaste-nytt-om-uppdraget-efterfragefleksibilitet/nu-kan-du-ta-del-av-presentationerna-fran-seminariet/>
4. Seminarium där projektgruppen presenterar ett urval av åtgärder för att stimulera efterfrågefleksibilitet som kommer analyseras ytterligare (4 april, 2016 – ca 70 deltagare). I samband med seminariet så fanns det möjlighet att ge synpunkter på urvalet av åtgärder och även inkomma med nya åtgärdsförslag (4 april – 18 april, 2016). Underlag där urvalet av åtgärder presenterades skickades ut till deltagarna och publicerades även på projektsidan den 29 mars, 2016. Länk till underlaget: http://www.ei.se/Documents/Projekt/Efterfragefleksibilitet/hearing_4_april/Ei_underlag_hearing_4_april_2016.pdf

Länk till presentationerna:

<http://www.ei.se/sv/Projekt/Projekt/efterfragefleksibilitet-i-det-svenska-elsystemet/senaste-nytt-om-uppdraget-efterfragefleksibilitet/det-ar-viktigt-att-ni-for-fram-era-synpunkter/>

Bilaga 2 Elnätsföretag – fördjupning och bortvalda åtgärder

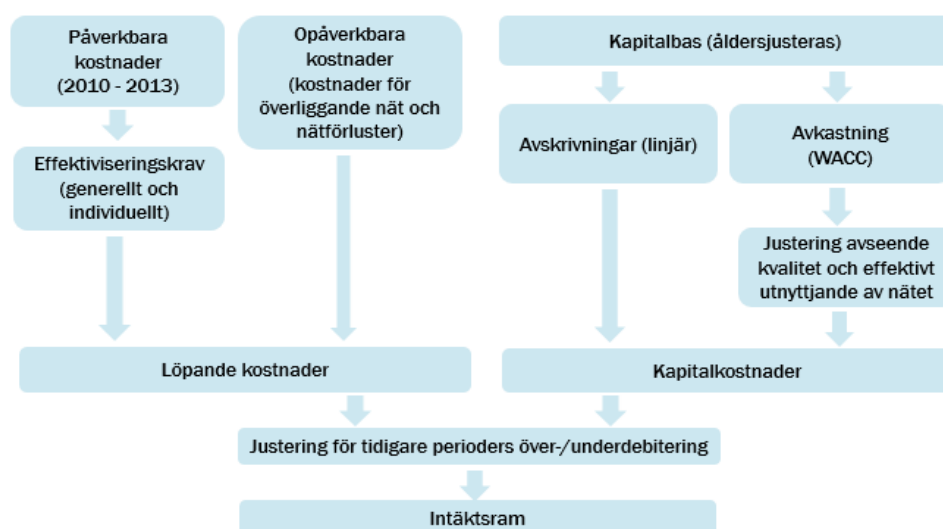
Denna bilaga beskriver incitamentsregleringen för effektivt nätutnyttjande, erfarenheter av tariffutformning och pilotprojekt för laststyrning. I denna bilaga presenteras också de åtgärder inom nätägarområdet som utretts men som inte finns med i det slutliga åtgärdspaketet

Intäktsramsregleringen

Ei beslutar om en intäktsram för samtliga elnätsföretag vilken reglerar de intäkter som elnätsföretagen får ta ut från sina kunder. Intäktsramen fastställs på förhand och avser en period på fyra år. Regleringen som beskrivs här gäller under nuvarande tillsynsperiod, 2016–2019, om inte annat anges.

Intäktsramen som elnätsföretagen har att anpassa sig till byggs upp av kapitalkostnader (kostnader för de anläggningar som används) och löpande kostnader. Löpande kostnader delas i sin tur in i påverkbara kostnader som åsätts ett effektiviseringskrav och opåverkbara kostnader som förs vidare till kunderna utan effektiviseringskrav. Intäktsramen påverkas även av incitament för effektivt utnyttjande av elnätet samt incitament för leveranssäkerhet. I figur 14 beskrivs schematiskt hur intäktsramen beräknas.

Figur 14. Schematisk beskrivning av intäktsram



Kapitalbasen baseras på ett nuanskaffningsvärde för elnätsföretagets samtliga anläggningstillgångar som används i nätverksamheten. Nuanskaffningsvärdet motsvarar vad anläggningen hade kostat att uppföra nu och tar inte hänsyn till

vad den kostade att uppföra vid den tidpunkt då den verkligen uppfördes. Denna metod kallas kapacitetsbevarande princip och tillämpas för att långsiktigt säkerställa att nätens kapacitet bevaras (Ei, 2009). Hänsyn tas till vilken ålder anläggningarna har, vilket innebär att kapitalbasen blir lägre för ett äldre nät än för ett yngre nät, vilket i sin tur leder till att avkastningen blir lägre för ett äldre nät än för ett yngre (Ei, 2014a). Avkastningen beräknas med hjälp av en kalkylränta (WACC¹⁵¹) och justeras sedan med incitament för kvalitet och effektivt utnyttjande av elnätet. Incitament för kvalitet innebär att elnätsföretagen kan få ett tillägg eller ett avdrag på intäktsramen beroende på om de haft en bättre eller sämre leveranssäkerhet än en fastställd norm. Avdragen och tilläggen beräknas med hjälp av en avbrottskostnad som motsvarar olika kundkategoriers kostnad för avbrott¹⁵² (Ei, 2015b). På motsvarande sätt finns incitament för ett effektivt utnyttjande av elnätet som hänger samman med de löpande kostnaderna. Detta beskrivs mer utförligt längre ner.

När det gäller löpande kostnader så åsätts de påverkbara kostnaderna ett generellt och, i vissa fall, ett individuellt effektiviseringskrav. Det finns dock ett antal löpande kostnader som inte betraktas som påverkbara vid intäktsramsberäkningen¹⁵³. Dessa kostnader är kostnader för nätförluster, kostnader för abonnemang till överliggande och angränsande nät, kostnader för anslutningar till överliggande och angränsande nät, kostnader för ersättning till innehavare av produktionsanläggning för inmatning enligt 3 kap. 15 § ellagen (1997:857) och kostnader för myndighetsavgifter enligt förordningen (1995:1296) om vissa avgifter på elområdet. De opåverkbara kostnaderna åsätts inte något effektiviseringskrav men Ei har valt att införa incitamentsreglering när det gäller några av dessa kostnader för att förmå elnätsföretagen att effektivisera sitt utnyttjande av elnätet.

Incitament för ett effektivt utnyttjande av elnätet

Implementeringen av energieffektiviseringsdirektivet i svensk lagstiftning ledde till ett tillägg i ellagen om att intäktsramen ska bestämmas med hänsyn till effektivt utnyttjande av elnätet (5 kap. 7a §):

När intäktsramen bestäms ska hänsyn tas till i vilken utsträckning nätverksamheten bedrivs på ett sätt som är förenligt med eller bidrar till ett effektivt utnyttjande av elnätet. En sådan bedömning kan medföra en ökning eller minskning av vad som anses vara en rimlig avkastning på kapitalbasen.

Till följd av detta infördes incitament till elnätsföretagen att dels minska andelen nätförluster, dels jämna ut belastningen på elnätet¹⁵⁴ (Ei, 2015a).

Nätförluster avser de förluster som uppstår i överföringen av el och definieras som skillnaden mellan hur mycket el som matas in och hur mycket som tas ut på nätet. Motivet till att använda nätförluster som en indikator för ett effektivt utnyttjande av elnätet är att dessa har en direkt påverkan på nätkostnader och energiåtgång.

¹⁵¹ Weighted average cost of capital

¹⁵² EIFS 2015:5

¹⁵³ EIFS 2015:2

¹⁵⁴ EIFS 2015:6

Ett incitament för nätföretagen att minska nätförlusterna skapar därför tydliga nyttor för nätanvändare och för samhället som helhet.

Den indikator som Ei tillämpar för att skapa incitament för att minska nätförlusterna är den procentuella andelen nätförluster i förhållande till den totala mängden uttagen energi. Incitamentet gör att en reducering eller ökning av andelen förluster jämfört med den egna historiken ger ett tillägg respektive avdrag på intäktsramen.

Ett effektivare utnyttjande av elnätet kan uppnås genom att jämna ut nätets belastning och kapa effekttoppar. Därigenom kan den lediga kapaciteten i nätet öka vilket möjliggör anslutning av exempelvis mer förnybar energi eller fler uttagskunder utan att investera i mer kapacitet. Vid en jämnare belastning reduceras också nätförlusterna. En utjämnad belastning och en reducering av effekttoppar kan medföra sänkta kostnader för överliggande nät och för ersättning vid inmatning av el (så kallad nätnyttoersättning).

Den indikator som Ei använder för att definiera belastningen på elnätet är lastfaktorn i gränspunkter. Lastfaktor definieras som kvoten mellan medeleffekten och maxeffekten. Vid stora effektvariationer och enstaka effekttoppar i systemet blir lastfaktorn låg. En hög lastfaktor vittnar däremot om att belastningskurvans variationer inte är lika kraftiga, att systemet utnyttjas jämnare, vilket är gynnsamt både tekniskt och ekonomiskt.

För att värdera incitamentet har Ei valt att kombinera medellastfaktorn med en verklig kostnadssänkning av kostnad för överliggande och angränsande nät och kostnad för ersättning vid inmatning av el (med hänsyn till uttagen energi). Hur stor andel av besparingen som företaget får behålla beror på hur jämn belastning företaget har i gränspunkterna. Detta innebär att företaget först och främst måste ha sänkt sina verkliga kostnader för överliggande och angränsande nät och kostnad för ersättning vid inmatning av el i förhållande till mängden överförd energi för att de ska kunna få ta del av incitamentet. Hur stor del av besparingen som får behållas av företaget beror sedan av hur stor medellastfaktorn är – ju närmare 1 desto större andel får företaget behålla. Om kvoten uppgår till 1 innebär det att max- och medeleffekt är samma över årets alla dygn och elnätsföretaget får behålla hela besparingen som gjorts.

Ei har pekat ut flera exempel på hur elnätsföretagen kan agera för att kunna få tillägg på intäktsramen till följd av incitamentet. Det kan till exempel handla om investerings- eller reinvesteringsbeslut (att välja en ledning eller en transformator med lägre förluster), rationalisering av nätstrukturen, Volt/Var Optimering (VVO) som genom realtidsinformation och styr- och reglerteknik kontinuerligt optimerar spänningen för att minimera nätförlusterna och belastningen, men också att stimulera kunder till en jämn belastning av nätet. Det är framför allt det sistnämnda som ger en förutsättning för nätföretag att stimulera efterfrågefleksibilitet.

Elnätstariffer för överföring av el (tariffer)

Det finns olika angreppssätt till tariffreglering beroende på vem som ansvarar för tariffutformningen. Det kan beskrivas som en hierarki som går från tillsynsmyndighetens fullständiga kontroll av tariffutformningen i ena extremen till nätföretagens fullständiga kontroll av tariffutformningen i den andra. I Sverige, har nätföretagen den huvudsakliga kontrollen över tariffutformningen. Storbritannien, Tyskland och de andra länderna i Norden tillämpar motsvarande angreppssätt, medan intäktsramsreglering med godkännande av tariffer tillämpas i bland annat Nederländerna och Polen. I bland annat Frankrike, Italien och Spanien är det tillsynsmyndigheten som sätter både nivån och strukturen på tariffen (Eurelectric, 2013). Elnätstariffer i Sverige måste dock enligt ellagen vara *objektiva och icke-diskriminerande samt utformas på ett sätt som är förenligt med ett effektivt utnyttjande av elnätet och en effektiv elproduktion och elanvändning*¹⁵⁵.

Tidsberoende tariffer baserade på energi

Tidsberoende tariffer baserade på energi är den vanligaste tarifftypen för mindre kunder i Sverige. Energibaserade tariffer kan också kallas volymbaserade tariffer eller säkringstariffer. De består av en fast avgift baserad på säkringsstorlek och en rörlig energiavgift. Eftersom så kallade säkringstariffer beror på säkringsstorlek kan de också anses vara baserade på abonnerad effekt. Nätföretagen ansvarar själva för indelningen i kundgrupper och väljer vilka säkringsstorlekar de vill erbjuda¹⁵⁶.

Även i Europa är den rörliga delen av tariffer för hushållskunder och små industrikunder nästan uteslutande baserade på energi (Eurelectric, 2013).

Volymtariffer som inte varierar i tid stimulerar energieffektivisering, men inte minskade lasttoppar (Eurelectric, 2013; Ei, 2012). Då nätföretagens kostnader framför allt drivs av effektuttag och lasttoppar, inte total uttagen energi, är sådana tariffer inte kostnadsriktiga (CEER, 2015; Eurelectric, 2013; NVE, 2015).

Tidsberoende tariffer baserade på effektuttag

Tidsberoende tariffer baserade på effektuttag utgår från högsta effektuttaget per månad eller genomsnittet av ett antal effekttoppar. Effekttariffer ger kunderna incitament att minska sina egna effekttoppar, oberoende av när de inträffar, och styr kunder mot ett så jämnt uttag som möjligt.

Eftersom effekttariffer prissätter effekttoppar, som är kostnadsdrivande för elnätsföretagen, bedöms de vara kostnadsriktiga (Ei, 2012; Eurelectric, 2013; CEER, 2014). Ett högt effektuttag är kostnadsdrivande för nätet förutsatt att flera kunder i ett elnät har lasttoppar som sammanfaller. Det som driver kostnader är att det kan krävas både utbyggd kapacitet på lång sikt och ökade kostnader för förluster och överliggande nät på kort sikt. Dessa är båda argument för effektbaserade tariffer.

¹⁵⁵ Ellagen 4 kap. 1 §

¹⁵⁶ Säkringsstorlekarna som erbjuds hushållskunder i Sverige är 16 A för lägenheter och 16 A, 20 A och 25 A för villor. Säkringsstorlekarna som erbjuds större säkringskunder i Sverige är 35 A, 63 A, 80 A, 100 A, 125 A och 160 A. Alla nätägare erbjuder inte alla dessa tariffer.

Möjligheten för effekttariffer att påverka kunders beteende har visats genom flertalet studier och pilotprojekt. Många av de effekttariffer som studerats är tidsdifferentierade men resultaten bedöms vara relevanta även för icke-tidsdifferentierade effekttariffer. En studie från Sollentuna och Saltsjö-Boo har visat att effekttariffer påverkar attityder men att påverkan varit begränsad (Bartusch, et al., 2014). I det fallet berodde den begränsade effekten på att kunderna redan tidigare upplevde att de hade en låg förbrukning och därmed hade begränsade möjligheter att flytta lasten. Majoriteten av kunderna var dessutom inte medvetna om att de hade en effekttariff. Resultatet visar på behovet av både tydlig information om tariffens utformning och tillgång till mätdata för att kunderna ska bli medvetna om sin förbrukning. Studien beskrivs i mer detalj i avsnittet *Tidsberoende tariffer baserade på effektuttag*.

En annan studie från Sollentuna Energi, som var först med att införa effekttariffer i Sverige 2001, visade fördelar med effekttariffen för nätföretaget. Analysen visade att införandet av effekttariffer var lönsamt för företaget och att en ungefärlig sänkning av effektbehovet på 5 procent kunde åstadkommas (Nylén, 2011).

Effektbaserade tariffer kan dessutom leda till betydligt starkare korrelation mellan intäkter och lastkurvor än konventionella tariffer, vilket beror på starkare incitament till kunderna att jämna ut sin last (Wallin, et al., 2005). Nätföretagens löpande kostnader består delvis av kostnader för överliggande nät och kostnader för förluster, vilka båda beror på hur kundernas uttagsprofil ser ut. När uttaget på nätet ökar stiger dessa kostnader för nätföretaget, vilket ger behov av ökade intäkter under perioden. När uttaget å andra sidan är lågt blir både kostnaderna och intäkterna lägre för nätföretagen.

Vid de seminarier som Ei hållit inom ramen för detta uppdrag har effekttariffer diskuterats. Effekttariffer har förespråkats, med utgångspunkt i deras goda möjligheter att minska lasttoppar. Ett argument som har lyfts mot effekttariffer är att de inte efterliknar elhandelspriset och därför kan försvåra kundernas förståelse för sin totala elkostnad. Ytterligare problem som har lyfts är svårigheter att kommunicera till kund hur förbrukningen prissätts och att enstaka lasttoppar hos kunden kan bidra till starkt ökade månadskostnader.

Tidsberoende tariffer baserade på abonnerad effekt

Tidsberoende tariffer baserade på abonnerad effekt prissätter en maximal tillåten effekt för kunden. Den skiljer sig därmed från effekttariffen som prissätter effektuttag. Medan tariffer baserade på effektuttag stimulerar kunden till en kontinuerlig begränsning av sitt effektuttag, stimulerar abonnemangsbaserade effekttariffer kunden att begränsa effektuttaget till abonnemangsnivån. Om kunden överstiger den abonnerade effekten måste den i regel betala en straffavgift¹⁵⁷ (NEPP, 2014b). Effekttariffer baserade på abonnerad effekt tillämpas idag i Sverige för kunder med en säkringsstorlek från 80 A och nätanslutning med spänningsnivå 6 kV och uppåt (THEMA Consulting Group, 2014).

¹⁵⁷ Exempel på avgiften för uttag över abonnerad årseffekt är 17,30 kr/kW/vecka (jämfört med 95 kr/kW/år) för Ellevios regionnät i Stockholm, https://www.ellevio.se/globalassets/uploads/reg_sto_l220_effekt_160101.pdf

Tariffer baserade på abonnerad effekt bidrar inte till en kontinuerlig effektreduktion. Kunderna stimuleras att hålla sig under den abonnerade effekten, men under perioder då uttaget inte är i närheten av denna finns inget incitament att minska förbrukningen. Styrsignalen blir å andra sidan stark när det finns risk att överskrida den abonnerade effekten.

Tariffer med kombinationer av energi- och effektkomponenter

Tariffer med kombinationer av energi- och effektkomponenter är vanligt förekommande bland stora kunder i Sverige, där nättariffen ofta består av en fast avgift, en avgift för abonnerad effekt och en rörlig energiavgift¹⁵⁸. Dessa kan även innehålla en komponent för faktiskt effektuttag. Tariffer med både effekt- och energikomponenter kombinerar egenskaperna från de olika tarifftyperna och ger olika styr signaler beroende på hur de är konstruerade.

Kostnadsriktigheten för tariffer med både energi- och effektkomponenter bedöms vara hög, men detta beror på den exakta utformningen. Eftersom elnätsföretag har kostnader som både beror på effektuttag och energiuttag har ett sådant upplägg goda förutsättningar att vara kostnadsriktiga.

Tidsberoende tariffer baserade på energiuttag

Tidsberoende tariffer baserade på energiuttag utformas med högre avgifter under höglasttider och lägre avgifter under låglasttider. Tiderna för höglast definieras av elnätsföretagen och är vanligtvis vardagar klockan 06–22 på vinterhalvåret i Sverige¹⁵⁹.

Tidsdifferentierade tariffer tillämpas som standard för större elkunder i Norden. I Sverige gäller det kunder med säkringsstorlek över 80 A (THEMA Consulting Group, 2014), men vissa elnätsföretag erbjuder det även till mindre kunder.

De stora variationerna i effekt- och energiuttaget under såväl dygnet som året gör att elnätsföretagens kostnader varierar. När uttaget är som högst på nätet blir också kostnaderna som störst för elnätsföretagen. De kostnader som ökar med högre energiuttag är kostnader för förluster och kostnader för överliggande och angränsande nät, men även de fasta kostnaderna för ledningar beror på hur förbrukningen varierar över tid. Eftersom nätet dimensioneras efter maximalt uttag leder stor variation i förbrukning till stort behov av nätkapacitet. Nätföretagen har därför flera anledningar att stimulera förbrukningsminskningar under höglast och förbrukningsökningar under låglast. Ett möjligt verktyg för det är tidsdifferentierade tariffer. Tariffer som varierar med tid enligt nätets belastning bedöms vara kostnadsriktiga om de för över de ökade nätkostnaderna till kunden på ett icke-diskriminerande sätt.

Det har genomförts ett flertal pilotstudier för att undersöka vilken potential tidsdifferentierade tariffer har att påverka kunders beteende. En studie från Vallentuna visar att tidsdifferentierade tariffer baserad på energi ger stor

¹⁵⁸ Effekttariffer erbjuds främst i storleken 100 kW, 1 MW och 20 MW, men även här är det nätägaren som står för indelningen och andra alternativ finns också.

¹⁵⁹ Tillämpas exempelvis av Vattenfall, Ellevio, Öresundskraft, Hjo Energi. Exempel på andra tider som tillämpas av andra nätföretag: Jönköping energi 07-22, Karlstad El- och Stadsnät 06-18.

besparingsnytta för kunder om det används tillsammans med direkt laststyrning. Simuleringen visar att besparingen från tidstariffen kan vara upp till 800 kr per hushållskund och år. En avhandling om efterfrågefleksibilitet i Norge undersöker bland annat hur tidsdifferentierade tariffer påverkar kunders beteende beroende på vad de har för utrustning och elhandelsavtal (Ericson, 2007). Studien visar att tidsdifferentierade nättariffer påverkar kunders beteende i alla fall, men med allra störst resultat när de kombineras med timprisavtal och direkt laststyrning. Samordningsrådet för smarta elnät förespråkar tidsdifferentierade elnätstariffer eftersom de jämfört med variationer i elpriset ger en ökad förutsägbarhet för kunden, som lättare kan planera sin flytt från hög- till låglastperioder (SOU, 2014). Tidsdifferentierade tariffer föreslås också i rapporten *Market design for a reliable Swedish electricity system* för deras möjligheter att spegla kostnaderna på nätet och stimulera kapning av lasttoppar (Klevnäs, et al., 2016).

Flera aktörer som skickade in synpunkter inom ramen för regeringsuppdraget har förespråkat tidsdifferentierade effekt- och energibaserade tariffer. Argumentet som har lyfts är att de reflekterar kostnaderna på nätet och ger incitament till att minska lasten under specifika tider när nätet är överbelastat, istället för konstanta energi- eller effekttariffer som endast syftar till att minska uttaget. Tidsdifferentierade tariffer skulle kunna variera med olika intervall, med timupplösning som högsta upplösning med nuvarande mätsystem.

Ett annat exempel på tidsbaserade energitariffer är *spetslasttariffer*, som utformas genom att vissa tidsperioder prissätts betydligt högre än andra baserat på det lokala nätets momentana behov (Helbrink, et al., 2015). Den exakta utformningen kan variera för spetslasttariffer, men det som är utmärkande är att de dyraste timmarna inte inträffar regelbundet utan vid behov i nätet. Spetslasttariffer är därför en form av *dynamiska tariffer*, eftersom tiderna för variationerna inte är regelbundna utan varierar beroende på belastningen i nätet. Nätföretaget utformar spetslasttariffer genom att distribuera ut ett antal tidsperioder under året som är dyrare, enligt ett antal regler (till exempel maxantal dyra perioder i rad och hur långt i förväg kunden måste informeras).

Kostnadsriktigheten för spetslasttariffer beror precis som övriga tidsdifferentierade tariffer på hur de olika nivåerna sätts för olika tidpunkter. Om nivåerna sätts baserat på elnätsföretagens ökade kostnader bedöms de vara kostnadsriktiga. Spetslasttariffer har större möjligheter att svara på kostnadsvariationer som uppstår med ändrad förbrukning än övriga tidsdifferentierade tariffer eftersom de är dynamiska och ändras baserat på behov istället för enligt ursprungliga planer och prognoser.

En stor pilotstudie med spetslasttariffer genomfördes under 2003 i Kalifornien under 15 månader (Herter & Wayland, 2010). 2 500 kunder, bestående av hushåll och små företag, fick reducerade tariffer under normala dagar i utbyte mot höga tariffer vid kritiska tillfällen då systemförhållanden krävde att topplasten begränsades. Studien visade statistiskt signifikant efterfrågefleksibilitet under alla timmar och att stora kunder reagerar starkast både i absoluta och relativa termer.

I Frankrike kan alla kunder med en abonnerad effekt på 9 kW och högre välja det så kallade Tempo-avtalet, där kunderna får en spetslasttariff som varierar på tre olika nivåer. Årets dagar delas upp i 300 dagar med normala priser, 43 dagar med

mediumpriser och 22 dagar med höga priser. Dagarna är inte förutbestämda utan annonseras via internet, e-post och sms 17.30 dagen före. Ungefär 300 000 hushållskunder och 100 000 små industrikunder har Tempo-avtalet och den totala lastminskningen är ungefär 150 MW på dagar med mediumpriser och 300 MW på dagar med höga priser (Bollen, 2011).

Tidsberoende tariffer baserade på effektuttag

Med tidsberoende tariffer baserade på effektuttag prissätts effektuttaget olika beroende på när under dygnet och året det uppstår. Precis som för tidsberoende effekttariffer kan kunden debiteras för det högsta uppmätta effektuttaget under månaden eller för genomsnittet av ett bestämt antal toppar. Eftersom kostnaderna för effektuttag varierar avsevärt beroende på när uttaget sker bedöms tidsberoende effekttariffer vara kostnadsriktiga. Ett flertal av de effekttariffer som tillämpas i Sverige idag är tidsberoende, med specificerade tider för hög- och låglast.

Ett exempel på en tidsberoende effekttariff finns hos Sollentuna Energi och Miljö, som sedan 2001 tillämpar effekttariffer för alla sina kunder inklusive lägenhetskunder. Tariffen har en grundavgift som är fast för varje kundgrupp och en effekttariff. Effekten som debiteras per månad är medelvärdet av de tre högsta effektuttagen, under tre olika dagar, måndag–fredag klockan 07–19. Tariffen varierar också per säsong, med en dubbelt så hög effekttariff under november–mars som under resten av året. Sollentuna Energi och Miljö uppger själva att utfallet av effekttariffen har varit god och att endast enstaka kunder har varit missnöjda. De uppger att flera kunder har sett en möjlighet att minska sina kostnader genom att se över processer som ventilation och uppvärmning. Informationen om den nya tariffen skedde genom en stor kampanj efterföljd av information på webbplatsen samt telefonsamtal.

Tariffen i Sollentuna har bland annat studerats i en rapport som visar att tariffen tydligt påverkar hushålls attityder och vilja att flytta förbrukning från hög- till låglasttid, men att påverkan i praktiken är begränsad (Bartusch, et al., 2014). Studien visar att effekterna av tidsdifferentierade och effektbaserade elnätstariffer är begränsade till hushåll som bor i villa. Studien visade också att endast 33 procent av kunderna i Sollentuna, där effekttariffen tillämpades, visste att de hade en effekttariff.

Tidsberoende tariffer baserade på abonnerad effekt

Med tidsberoende tariffer baserade på abonnerad effekt skulle kostnaden för effektabonnemanget variera med tid. Det skulle ge incitament för kunder att begränsa sitt effektabonnemang under höglasttider och öka det under låglasttider. Denna tariff skulle kunna vara kostnadseffektiv, om kostnaderna för den abonnerade effekten varierade med kostnaderna som uppstår på nätet. Tariffen bedöms däremot vara trubbig som styrmedel jämfört med tidsberoende tariffer baserade på energi- eller effektuttag.

Tariffer för bortkopplingsbar last

Förutom tarifferna som presenterats ovan kan särskilda tariffer för bortkopplingsbar last utformas. Vissa nätföretag, framför allt på regionnätetsnivå, tillämpar särskilda reducerade tariffer för fränkopplingsbara elpannor, vilka kan användas för efterfrågeflexibilitet genom direkt laststyrning, men användningen är begränsad och i vissa fall minskande¹⁶⁰.

Den reducerade tariffen för bortkopplingsbar last togs ursprungligen fram för kunder med både oljepanna och elpatron för uppvärmning. Vid effektbristsituationer kunde kunderna alternera från el- till oljeverme och på så vis minska belastningen på elsystemet. Den lägre nätavgiften medför att nätföretagen kan begära bortkoppling av elpannorna i situationer av effektbrist eller brist på driftreserver (Ei, 2010a). Om kunden inte kopplar bort elpannan under tiden elnätetsföretaget begär det kan en särskild straffavgift debiteras. Eftersom många nu har tagit bort oljepannorna är användningen av tariffen begränsad idag.

Tariffens fasta andel

För att kunna stimulera efterfrågeflexibilitet och ändrat beteende är den rörliga komponenten av tariffen avgörande.

Trots att den fasta delen av tariffen har en dämpande effekt som styrsignal domineras tariffer i nuläget av fasta delar. Nätföretagen förklarar ofta detta med att de har stor andel fasta kostnader¹⁶¹. För hushållskunder var den genomsnittliga fasta andelen av tariffen mellan 50 och 70 procent 2015, beroende på säkringsstorlek. Lägenhetskunder har störst andel fast kostnad och villakunder med 25 A-säkring har minst. För större säkringskunder låg den genomsnittliga fasta andelen mellan 53 och 57 procent, medan den för effektkunder med en årlig förbrukning från 350 MWh och uppåt betalar mellan 1 och 13 procent^{162,163}. Tariffens fasta andel för olika kundtyper i de olika nätföretagen visas i Figur 15. Den stora fasta delen, för alla utom storförbrukarna, begränsar tariffens möjlighet att styra beteendeförändringar och därmed stimulera efterfrågeflexibilitet.

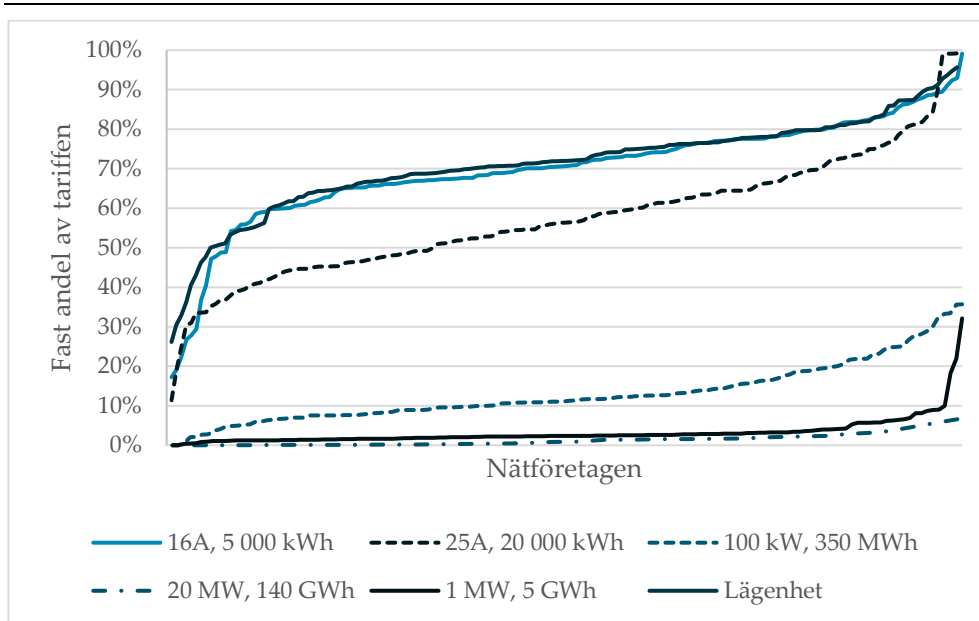
¹⁶⁰ Till exempel upphör Vattenfalls elpannetariff att tillämpas 31 december 2017.

¹⁶¹ Nätföretagens fasta kostnader består till största del av ledningar och kablar och begränsar alltså maxkapaciteten på nätet. Detta används idag som argument för en stor fast andel av tariffen, men skulle också kunna täckas av en ökad andel som är baserad på effekt.

¹⁶² De fasta andelarna för effektkunderna kan vara missvisande, då de exkluderar effektabonnemangsavgiften som också kan räknas som fast för en vald abonnemangsnivå.

¹⁶³ Fasta andelar enligt inrapporterade nättariffer till Ei. En fullständig sammanställning kan hittas på <http://www.ei.se/sv/Publikationer/Arsrapporter/>

Figur 15. Nättariffens fasta andel för utvalda svenska kundgrupper



Tariffutformning för region- och stamnät

Tarifferna på regionnätet och stamnätet har lite andra förutsättningar än tariffer för elkunder att stimulera efterfrågefleksibilitet och presenteras därför separat här. Den främsta skillnaden mellan tariffer för underliggande och angränsande elnät är att de ofta betalas av andra elnätsföretag istället för direkt av uttagskunder.

Regionnätstariffer

Regionnätens huvudsakliga uppgift är att överföra el mellan stamnätet och lokalnäten. Det finns dock både produktions- och förbrukningsanläggningar som är anslutna direkt till regionnät. På förbrukningssidan är det framför allt elintensiva industrier som är anslutna till regionnäten.

Regionnätstariffernas utformning kan stimulera efterfrågefleksibilitet både direkt och indirekt. Direkt kan de stimulera efterfrågefleksibilitet hos de kunder som är anslutna till regionnätet och indirekt kan de stimulera efterfrågefleksibilitet genom signaler till de underliggande lokalnätsägarna.

Regionnätstarifferna består ofta av en överföringsavgift för energi och en årseffektavgift avseende abonnerad effekt. Eftersom tariffen bygger på abonnerad effekt och inte uttagen effekt finns incitament att begränsa uttaget till abonnemangsnivån men inte ytterligare.

Regionnät som länk mellan stam- och lokalnät används främst i Norden och det finns därför begränsade internationella erfarenheter om hur regionnätstariffer kan användas för att stimulera efterfrågefleksibilitet.

Stamnätstariffer

Stamnätstariffen i Sverige utformas av Svenska kraftnät och betalas av de som är anslutna till stamnätet. Anslutna anläggningar är regionnät och stora elproducenter men även enstaka stora förbrukningsanläggningar. Stamnätstariffen

kan indirekt stimulera till efterfrågeflexibilitet genom att ge ekonomiska signaler till regionnätsföretagen, som kan föras vidare till deras kunder eller underliggande lokalnät.

Stamnätstariffen är en så kallad *punkttariff*, som varierar geografiskt i hela landet och ger kunden tillgång till hela elmarknaden oavsett var inmatning eller uttag sker. Tariffen har en effektdel för att täcka Svenska kraftnäts kostnader för drift, underhåll och kapitalkostnader och en energidel för att täcka deras kostnader för förluster.

Effektavgiften anges per abonnent kW. Abonnenten kan tillfälligt höja sitt abonnemang för en eller flera veckor, vilket beviljas av Svenska kraftnät i mån av ledig nätkapacitet. För att reflektera kostnaderna på nätet är effektavgiften högst för inmatning i norra Sverige och för uttag i södra Sverige. Energiavgiften räknas ut genom en förlustkoefficient för varje anslutningspunkt i stamnätet. Förlustkoefficienten tas fram genom nätberäkningar som undersöker hur nätets totala förluster påverkas när inmatningen eller uttaget ändras i anslutningspunkten. Energiavgiften beräknas sedan årligen av förlustkoefficienten och ett förlustkraftpris som Svenska kraftnät fastställer i förväg för ett kalenderår i taget.

Svenska kraftnät utreder nu möjligheten att övergå från ett fast förlustkraftpris per år till ett förlustkraftpris som varierar varje timme med priset på Elspot (Svk, 2016b). Det skulle medföra att energikomponenten i Svenska kraftnäts tariff blir dynamisk, vilket ökar transparensen och ger mer korrekta prissignaler för underliggande nät. Ändringen skulle öka incitamenten för underliggande nät att stimulera efterfrågeflexibilitet bland kunderna eftersom nätkostnaderna skulle variera med spotpriset under året.

Stamnätstariffens utformning kan stimulera olika beteende hos det underliggande regionnätet som i sin tur kan främja efterfrågeflexibilitet bland sina kunder. Med det effektabonnemang som tillämpas av Svenska kraftnät i nuläget stimuleras nätföretag att begränsa effekten så att de inte överskrider den valda abonnemangsnivån, men de stimuleras inte att sänka den ytterligare. Abonnemangsnivån är dock påverkbar vilket skapar långsiktiga incitament att sänka den.

Svenska kraftnät tillämpar en avgift per timme motsvarande 1/500 av den årliga effektavgiften för effektabonnemang som överskridits. Från och med den tredje timmen av överskridande under samma dygn debiteras en avgift per timme motsvarande 1/50¹⁶⁴. Kostnaden för abonnemangsoverskridande skapar ett starkt incitament för underliggande nät att begränsa sitt effektuttag vid kritiska tillfällen.

I Norge tillämpas en särskild tariff för flexibel förbrukning på stamnätets nivå. Tariffen reduceras för kunder som kan vara flexibla beroende på hur länge de kan kopplas bort och hur långt i förväg de behöver varslas. Underlaget för tariffreduktionen är den genomsnittliga flexibla förbrukningen som kunden har

¹⁶⁴ <http://www.svk.se/siteassets/aktorsportalen/elmarknad/tariff/stamnatariff-2016.pdf>

tillgänglig under topplasttimmen (Statnett, 2015). Ett sådant system ger ett direkt incitament till kunderna att vara flexibla och begränsa förbrukningen vid behov.

Andelen av stamnätstariffen som betalas av uttagskunder varierar mellan olika europeiska länder, och i många europeiska länder står uttagskunderna för hela kostnaden. I Sverige stod uttagskunder för 61 procent av stamnätstariffen (ENTSO-E, 2016). Precis som för nätföretag på andra nivåer drivs stamnätsföretagens kostnader framför allt av effektuttag. Trots det är det väldigt stor spridning på hur stamnätstariffer sätts i Europa, med tariffer som till 100 procent består av en energitariff i till exempel Danmark, Estland och Finland eller till 100 procent består av en effekttariff som i Nederländerna (ENTSO-E, 2016). I Sverige består stamnätstariffen till 68 procent av en effekttariff och till 32 procent av en energitariff. Huruvida tariffen baseras på effekt- eller energikuttag påverkar avsevärt incitamenten till efterfrågefleksibilitet, både för direktanslutna kunder och indirekt via underliggande nät.

I Tyskland tillämpas en särskild stamnätstariff för kunder vars lasttopp sker vid andra tidpunkter än stamnätets lasttopp. Den särskilda tariffen kan reducera den vanliga tariffen med upp till 20 procent (ENTSO-E, 2016). En sådan tariff har möjlighet att direkt stimulera efterfrågefleksibilitet, då den uppmuntrar förbrukning vid andra tillfällen än systemets höglasttillfällen.

Pilotprojekt laststyrning

Elnätsföretagens möjlighet att påverka kundernas efterfrågefleksibilitet kan ske genom tarifferna, eller genom att använda laststyrning. När det gäller laststyrning har det genomförts ett antal studier som är intressanta ur nätägarperspektiv.

En studie från Göteborg testade bland annat direkt laststyrning hos hushållskunder genom att fjärrstyra husets vattenburna uppvärmningssystem. Styrningen sköttes av nätföretaget så att effektuttaget sänktes under perioder med höga priser. Resultaten visade på betydande nyttor med (Ei, 2010a).

Ett pilotprojekt från 2004 genomförde laststyrningsförsök i tio småhus med syftet att analysera variationer i effektuttag samt att testa och utreda möjligheter till laststyrning ur kundens perspektiv. Resultaten visade en effektbesparing från avstängning av värme på mellan 1,1 och 3,8 kW per hushåll, vilket endast ledde till en liten minskning i inomhustemperatur och ingen försämring i varmvattenkomforten (Fritz, et al., 2009).

Ett test av direktstyrning genomfördes också av Öresundskraft 2011 genom att fjärrstyra vattenburen elvärme hos tio kunder. Direktstyrningen, där nätföretagen tilläts styra effektuttaget, ledde till att kunderna sparade ungefär 3 500 kr per år. Besparingen gällde samtliga kostnadskomponenter (elpris, skatt och nättariff) och berodde både på lägre förbrukning och flytt av lasten till timmar med lägre spotpris (Nylén, 2011).

Siemens deltar för närvarande i ett pilotprojekt avseende direkt laststyrning av stora industrikunder i Berlin. Projektet har ambitionen att styra 180 MW förbrukning från industrikunder, vilket skulle motsvara 10 procent av Berlins

förbrukning¹⁶⁵. Siemens säger att efterfrågefleksibiliteten genom projektet kan bidra till att minska behovet av både nätutbyggnad och konventionella kraftverk.

Ett svenskt lokalnätsföretag har testat styrutrustning för att sänka kostnader mot överliggande nät. 100 värmepumpar styrdes vilket resulterade i en besparing på 60 000 kronor vid en timme. Potentialen i detta nät uppskattades till 5 000 värmepumpar vilket hade lett till en minskad straffavgift på 1 800 000 kronor¹⁶⁶.

I Finland har Fortum startat ett så kallat virtuellt efterfrågebaserat kraftverk där de aggregerar last från 70 hushåll med elvärme, för att få ihop en effektreserv om 100 kW som de säljer till stamnätsoperatören Fingrid¹⁶⁷. Fortum har fått tillåtelse att tillfälligt begränsa hushållens elvärme utan att det påverkar deras tillgång på varmvatten. Fortum säljer lastminskningen till Fingrid vid förbrukningstoppar och uppskattar att det finns potential för åtminstone 300 MW effektreserv i form av lastbegränsning hos kunder med elvärme i Finland.

Bortvalda åtgärder inom elnätsområdet

Inom elnätsområdet analyserades flera åtgärder som valdes bort innan den slutliga analysen. För att visa motiven till att de valts bort finns de beskrivna i denna bilaga.

Tariffers utformning ska reflektera efterfrågeförhållanden på det berörda nätet

Ett sätt att åstadkomma tariffer som stimulerar efterfrågefleksibilitet är att ställa krav på att *utformningen av tariffer ska reflektera efterfrågeförhållanden på det berörda nätet*.

I praktiken skulle detta kräva tariffer som, förutom att allokera nätföretagets kostnader på ett kostnadsriktigt sätt, också reflekterar belastningen i nätet. Det skulle kunna åstadkommas genom tariffer som varierade med hög- och låglasttid eller var utformade som spetslasttariffer. Både tidsbaserade tariffer och spetslasttariffer skulle kunna baseras på antingen uttagen energi eller effekt. Icke-tidsdifferentierade tariffer baserade på energi skulle troligtvis inte uppfylla det här kravet, förutom i undantagsfall där det lokala nätet används väldigt jämnt och aldrig är i närheten av maxkapacitet.

Ett krav på att tarifferna ska reflektera efterfrågeförhållanden skulle ställa högre krav på nätföretagen att utforma, och kommunicera, nya tariffer till sina kunder. Nätföretagen skulle behöva en bra förståelse för den egna nätdriften och dess koppling till hur kundernas förbrukning leder till kostnadsökningar på nätet. För kunderna skulle det leda till tariffer med tydligare prissignaler och därmed ökade incitament att styra sin förbrukning till ett mer effektivt uttag.

¹⁶⁵ Montel, Siemens sees 7 GW of flexible demand in Germany, <http://www.montel.no/StartPage/SubPage.aspx?id=692586>

¹⁶⁶ Styrningen ledde till en minskning av inomhustemperaturen med 0,2-0,7°C (vid en utomhustemperatur på -17°C). Ingen kund uppgav att de märkte av styrningen.

¹⁶⁷ <http://www.fortum.com/en/corporation/research-and-development/virtual%20power%20plant/pages/default.aspx>

Flera aktörer som Ei kommit i kontakt med under projektet har varit positiva till den här åtgärden, medan andra har tyckt att det var oklart vad den betydde. En aktör lyfte svårigheten med åtgärden för större nät, då det är svårt att hitta en enhetlig beskrivning av efterfrågeförhållanden i det berörda nätet. Andra hävdade att åtgärden skulle komplicera tariffernas utformning ytterligare. Flera aktörer föreslog specifika krav på tariffers utformning istället för den generella skrivningen i åtgärdsförslaget.

Trots åtgärdens fördelar har Ei bedömt att riktlinjer av denna typ kan bli för otydliga. Juridiskt skulle det vara svårtolkat vilka tariffer som *reflekterar efterfrågeförhållanden i det berörda nätet* och hur de skiljer sig från det redan existerande kravet om att tariffer ska vara *förenliga med effektivt utnyttjande av elnätet och en effektiv elproduktion och elanvändning*. Andra åtgärder inom tariffområdet bedömdes vara mer effektiva och åtgärden analyserades därför inte vidare.

Tariffer ska vara dynamiska och utformas per timme efter nätets behov

För att starkare styra mot tariffer som stimulerar efterfrågefleksibilitet skulle krav kunna ställas att *tariffer ska vara dynamiska och utformas per timme efter nätets behov*. Till skillnad från tidsbaserade tariffer så varierar dynamiska tariffer kontinuerligt med nätets behov.

En fördel med dynamiska tariffer är att de på ett kostnadsriktigt sätt kan föra över ett nätföretags kostnader till kund baserat på tidpunkt för användning. En nackdel med dynamiska tariffer är att de ställer stora krav på nätföretagen att prognostisera belastning på nätet och sätta tariffer i enlighet med prognoserna. För kunderna riskerar dynamiska tariffer medföra brist på förutsägbarhet då de inte vet tarifferna i förväg på samma sätt som med statiska tidsbaserade tariffer. Krav kan dock ställas på nätföretag att informera kunden senast 24 timmar innan, vilket ger kunden en ökad möjlighet att reagera.

Synpunkterna på åtgärden varierade kraftigt. Vissa var positiva och ansåg att dynamiska tariffer var särskilt viktiga i framtiden med stora mängder väderberoende förnär energi. Andra var skeptiska och tyckte den främsta svagheten med dynamiska tariffer är bristen på förutsägbarhet. De lyfte behovet av förutsägbara tariffer för att kunden ska kunna svara på prissignalerna och förespråkade därför andra tidsbaserade tariffer. Andra hävdade att dynamiska tariffer nog var mest kostnadsriktigt, men att det bör vara upp till elnätsföretagen att ta erbjuda dynamiska tariffer om de vill.

Kravet på att tariffer ska vara dynamiska stämmer med grundprinciperna för elnätsområdet och bedöms kunna stimulera efterfrågefleksibilitet bland flera kunder. Däremot kan de upplevas som oförutsägbara och komplexa och ur perspektivet att det ska vara enkelt för kunden väljer Ei att inte analysera denna åtgärd vidare. Däremot ser vi inte att det finns något som hindrar dynamiska tariffer och företag kommer därför ha möjlighet att erbjuda dynamiska tariffer till alla eller vissa av sina kunder om de bedömer att det är effektivt.

Tariffer ska ha en komponent som baseras på effektuttag

Eftersom nätföretagens kostnadsstruktur gör effektuttag, snarare än energiuttag, till den mest kostnadsdrivande faktorn skulle krav kunna ställas på att *tariffer ska ha en komponent som baseras på effektuttag*. Den effektbaserade komponenten skulle antingen kunna utgöra hela eller delar av den rörliga delen av tariffen.

En tariff baserad på effektuttag stimulerar en utjämning av kundens effektuttag och minskade effekttoppar för den enskilda kunden. Effekttariffen kan antingen baseras på den högsta uppmätta effekten per månad eller som ett genomsnitt av ett valt antal effekttoppar.

Fördelen med effekttariffer är en utjämnad last för just den kunden. En nackdel med effekttariffer kan vara att de styr alla kunder mot en effektutjämning, oavsett när deras egen last är högst. För en kund som har sitt högsta uttag under låglasttid kan det alltså ge en felaktig signal, där kunden flyttar last från låg- till höglast.

En utmaning med effekttariffer för enskilda kunder är att kunderna kommer att behöva ställa om från att tänka i termer av energi till effekt. Effekt är ett begrepp som många kunder har svårt att förstå och kommunikationsinsatser är därför av yttersta vikt. För att kunderna ska ha möjlighet att svara på styrsignalerna från effekttariffen behöver de utrustas med tydlig information om vad effekttariffen kommer innebära för nätkostnaderna och hur dessa kan påverkas.

Effekttariffer diskuterades vid flera av de seminarier projektgruppen anordnade. Synpunkterna var övervägande positiva och flera aktörer lyfte effekttariffer som en förutsättning för efterfrågefleksibilitet på nätsidan. Andra aktörer tyckte att elnätsföretagen även fortsättningsvis skulle ha fria händer att utforma egna tariffer och att det här kravet skulle vara för styrande. Behovet av stora kommunikationsinsatser för att effekttariffer ska få önskad effekt poängterades.

Kravet på att tariffer ska vara effektbaserade stämmer med grundprinciperna för elnätsområdet och bedöms kunna stimulera efterfrågefleksibilitet bland flera kunder. Att kunder som orsakar effekttoppar under låglasttid ska betala lika mycket som de kunder som bidrar till effekttoppar under höglasttid är dock tveksamt om man ser till kostnadsriktigheten. Dessutom kan det vara svårt för kunderna att förstå denna typ av tariffer och ur perspektivet att det ska vara enkelt för kunden väljer Ei att inte analysera denna åtgärd vidare. Däremot ser vi inte att det finns något som hindrar effekttariffer och företag kommer därför ha möjlighet att erbjuda effekttariffer till alla eller vissa av sina kunder om de bedömer att det är effektivt.

Begränsa tariffens fasta andel

Nättariffer utformas generellt med en fast och en rörlig del. Då den fasta delen betalas oberoende av förbrukad energi eller effektuttag bidrar den till att dämpa en eventuell ekonomisk styrsignal till kunden. En åtgärd som kan stimulera efterfrågefleksibilitet är därför att begränsa den fasta andelen av nättariffen. En sådan begränsning får dock inte ske på bekostnad av kostnadsriktigheten.

Då den rörliga delen av tariffen kan utgöras av antingen energi- eller effektuttag skulle nätföretaget även med en begränsning av den fasta delen ha möjlighet att

styra utformningen av tariffen. Fördelen med införandet av en sådan regeländring är att kunder skulle få starkare incitament att styra sin förbrukning, då de skulle ges större möjlighet att påverka sina totala energikostnader. En nackdel från nätföretagets sida är minskad förutsägbarhet i intäkter, då en större andel skulle variera med kunders förbrukning över året. Detta motsvarar också en större risk för kunden som skulle ha mer varierande utgifter under året, baserat på uttag och tariffnivåer. Det är framför allt ett problem för de kunder som har begränsad möjlighet att påverka sin förbrukning efter styrsignalerna i tariffen. För nätföretag som vill behålla en större förutsägbarhet i sina intäkter skulle en möjlighet kunna vara att byta en del av den fasta delen till en effektbaserad tariff då effektuttaget kan förväntas vara mer konstant än energiuttaget.

Synpunkterna från de aktörer Ei kommit i kontakt med var övervägande negativa till åtgärden. Flera hävdade att en begränsning av tariffens fasta andel gick emot kravet på objektiva tariffer, eftersom nätföretagens kostnader till stor del är fasta. Enstaka aktörer var positiva till åtgärden och var oroade över dagens trend med ökande fasta andelar hos flera nätföretag.

En minskad fast andel av tariffen skulle kunna stimulera efterfrågeflexibilitet men riskerar att minska kostnadsriktigheten i tariffen. Ett annat sätt att åstadkomma en minskad fast andel är att kräva tidsdifferentiering och bättre uppföljning av huruvida tariffer är förenliga med effektivt nätutnyttjande. Andra åtgärder inom tariffområdet bedömdes vara mer effektiva och åtgärden analyserades därför inte vidare.

Detaljreglering av tariffer

För att åstadkomma mer kostnadsriktiga tariffer som stimulerar efterfrågeflexibilitet har förslag lyfts om att Ei ska detaljreglera nättarifferna. Som beskrivits tidigare utformas nättariffen i flera länder av tillsynsmyndigheten. I Sverige sätter Ei en intäktsram, som elnätsföretagen har som tak när de utformar sina tariffer. Inom ramen för kraven på objektivitet, icke-diskriminering och effektivt utnyttjande av elnätet i ellagen har elnätsföretagen sedan fria händer att utforma tarifferna själva. Hur tariffen skulle se ut har inte specificerats, men åtgärdsförslaget är att Ei detaljreglerar tariffutformningen.

Vad som kan lyftas som en fördel med detaljreglering eller tariffutformning av tillsynsmyndigheten är en fullständig harmonisering av tariffer. Särskilt med införandet av den elhandlarcentriska modellen har önskemål lyfts om ökad harmonisering av nättariffen för att förenkla både för kunder och elhandelsföretag som får ett ökat informationskrav.

En fullständig tariffreglering där Ei utformar tariffer är inte förenligt med grundprincipen om att tariffer ska utformas av nätföretagen själva. Detaljreglering av tariffer skulle innebära identiska tariffer för alla elnätsföretag, vilket inte tar hänsyn till nätföretagens olika förutsättningar och nätens olika belastning. Kostnaderna som uppstår för uttag varierar från nät till nät och det finns stora risker med att diktera exakt tariffutformning på nationell nivå. Även om Ei ser ett behov av riktlinjer för att få fram mer effektiva tariffer är vi övertygade om att nätföretag själva är bäst lämpade att utforma sina tariffer. Åtgärden analyserades därför inte ytterligare.

Tillåt differentierade tariffer inom en kundgrupp

Från förarbetena till ellagen framgår att nätföretag måste tillämpa en enhetlig tariff inom en kundgrupp¹⁶⁸. Det innebär att nätföretaget, när kundindelningen väl är fastslagen, endast har möjlighet att erbjuda en tariff till alla kunder i den berörda gruppen.

Det kan finnas anledningar för nätföretaget att vilja erbjuda olika tariffer inom en kundgrupp. Olika tariffer inom en kundgrupp skulle kunna motiveras av olika kunders förändringsvilja och potential för exempelvis efterfrågefleksibilitet. Om kundindelningen till exempel grundas i säkringsstorlek kan olika kunder inom samma kundsegment både ha olika förbrukningsmönster och inställning till efterfrågefleksibilitet trots att de har samma säkringsstorlek. Kunder som är villiga att svara på prissignaler i tariffen, till exempel genom att begränsa sina lasttoppar eller flytta förbrukning från hög- till låglasttid, skulle genom styrande tariffer kunna bidra till effektivt nätutnyttjande. En annan kund i samma kundgrupp som saknar vilja och möjlighet till ändrat förbrukningsmönster skulle däremot inte reagera avsevärt på samma tariff. Ett nätföretag skulle därför kunna gynnas av att erbjuda dessa kunder olika tariffer.

En möjlig åtgärd är att *tillåta fler än en tariff inom samma kundsegment*. Detta skulle kunna tillämpas för att tillåta olika tariffer som stimulerar olika beteende.

En fördel med att tillåta olika nättariffer inom en kundgrupp är att kunden skulle kunna välja tariff mot bakgrund av sina egna förutsättningar. På så sätt skulle kunderna kunna bidra med nätnytta genom att anpassa sin förbrukning efter ekonomiska signaler i tariffen.

Redan inom ramen för nuvarande regelverk tillåts olika tariffer, så länge de tillämpas på olika kundsegment. Indelningen av kunder i kundsegment är upp till elnätsföretagen, så länge den är icke-diskriminerande och transparent. Det innebär att även med nuvarande regelverk finns möjlighet för elnätsföretag att erbjuda kunderna olika tariffer, genom att lägga dem i olika kundsegment. Lösningen som Ei ser är därför att skapa fler kundsegment vilket skulle vara helt i linje med ellagen och förarbetena. Den här åtgärden blir därför överflödigt och analyseras inte vidare. Ei avser dock förtydliga att möjligheten att dela in kunder i flera kundsegment är ett alternativt. Inom ett kundsegment får alltså ingen skillnad göras men att införa flera segment så som exempelvis flexibel villakund och icke flexibel villakund går bra.

Tillåt geografisk differentiering av lokal- och regionnätstariffer i undantagsfall

Både kapacitetsbegränsningar och driftkostnader kan variera betydligt i ett elnät. Ellagen specificerar dock att nättarifferna inom ett lokal- eller regionnät inte får utformas med hänsyn till var inom området anslutningen är belägen. För att nätföretagen ska kunna använda tariffer för att påverka förbrukning lokalt inom

¹⁶⁸ S. 268 i författningskommentarerna i Proposition 2004/05:62: *Inom varje kundkategori skall sedan den principiella utformningen av nättariffen vara likadan för alla kunder om det inte finns objektiva faktorer som talar för något annat.*

nätet, till exempel för att hantera lokala kapacitetsbegränsningar, skulle en regeländring krävas.

En ändring i ellagen som tillåter geografisk differentiering av tariffen i undantagsfall inom ett nätområde skulle möjliggöra mer kostnadsriktiga tariffer och ge nätföretagen möjlighet att göra riktade flexibilitetssatsningar där behovet är störst. En sådan ändring skulle samtidigt medföra utmaningar både för nätföretagen som utformar de differentierade tarifferna och för tillsynsmyndigheten i sin tillsyn. Det riskerar dessutom att skapa olika tariffer för närliggande kunder som i själva verket orsakar liknande nätkostnader. Därför skulle åtgärden kunna vara att *den geografiska differentieringen endast tillåts i undantagsfall för ansträngda nät*.

Det skulle ställa ökade krav på nätföretagen att utforma kostnadsriktiga tariffer för olika områden inom nätet, istället för att utforma en enhetlig tariff för hela nätområdet. Då det endast skulle tillåtas i undantagsfall för ansträngda nät skulle nätföretagen behöva visa i vilken utsträckning den differentierade tariffen är befogad. Nätföretagen skulle också behöva visa varför den ansträngda situationen uppstått, så att en geografisk differentiering av tariffen inte blir ett alternativ till investering av näten i en alltför stor utsträckning.

Nytan med en geografisk differentierad tariff är främst att slippa bygga ut nätet om nätet belastas nära max under endast ett fåtal timmar per år. Att styra detta genom tariffen kan dock bli lite trubbigt och troligtvis är det mer effektivt att tillämpa laststyrning för dessa situationer. Om nätet belastas nära max ofta kan det istället vara lämpligt att bygga ut sitt nät. Detta leder till högre kostnader för kundkollektivet eftersom det ur nätföretagets perspektiv är kostnader som ges täckning för i intäktsramen.

De inkomna synpunkterna på denna åtgärd var övervägande negativa. Många intressenter ville även fortsättningsvis se enhetliga tariffer inom ett nätområde. De som var positiva lyfte framför allt möjligheten att testa tariffer på en begränsad del av kunderna, men detta kan åstadkommas på annat sätt.

Vi ser att åtgärden skulle kunna skapa nytta i de undantagsfall där delar av nätet är ansträngda men väljer på grund av att det finns effektivare alternativ till detta (laststyrning) och de identifierade utmaningarna att inte analysera förslaget vidare.

Inkludera laststyrningsutrustning i kapitalbasen i elnätsregleringen

För att kunna kontrollera utrustning hos kund har det inkommit förslag om att elnätsföretag ska ha möjlighet att äga utrustning för att styra laster "bakom" mätaren, vilket inte är tillåtet idag. Det koncessionspliktiga nätet slutar vid uttagpunkten vilket innebär att det i nuläget inte går att se laststyrningsutrustning hos kund som en anläggning för nätverksamhet.

Om elnätsföretaget tillåts räkna laststyrningsutrustning som elnätsanläggningar kan kostnaden för utrustningen fördelas på hela kundkollektivet och enskilda kunder behöver inte själva stå för kostnaden. Fördelarna är att nätföretaget kan välja att installera utrustningen där den gör mest nytta och betala de kunder som bidrar till att jämna ut lasten när det behövs.

Om elnätsföretag skulle tillåtas laststyra bakom mätaren inom ramen för sin elnätsverksamhet leder det till en risk att andra aktörer exkluderas från denna marknad. Samtidigt tillåter redan nuvarande regelverk att elnätsföretag upphandlar laststyrning av sina kunder via kunden direkt eller via ett system- eller energitjänsteföretag som äger utrustningen hos kund. På så sätt kan nätföretagen åstadkomma samma styrning utan att själva äga utrustningen.

Om elnätsföretag skulle äga utrustningen och inkludera den i intäktsramen skulle det drastiskt försvåra för andra aktörer att ta sig in på marknaden. Energitjänsteföretag kan i nuläget erbjuda laststyrning till kunder och optimera deras förbrukning både gentemot elnätet och elhandelspriset. Genom att skapa bättre förutsättningar för dessa aktörer att fortsätta bedriva verksamheten försvinner behovet för elnätsföretag att äga utrustningen.

Åtgärden att elnätsföretag ska kunna inkludera laststyrningsutrustning bakom mätaren i intäktsramen riskerar att snedvrider konkurrensen och mervärdet ses som begränsat. Ei väljer därför att inte analysera åtgärden vidare.

Uppföljning av behovet av efterfrågefleksibilitet i elnätet

En stor kostnad för nätföretag som förs vidare till kundkollektivet är nätutbyggnad till följd av att efterfrågefleksibilitet inte används. Behovet av efterfrågefleksibilitet varierar dock avsevärt mellan olika elnätsföretag och även vilken del av nätet man tittar på. Därför finns det en anledning att undersöka behovet av flexibilitet för olika nätföretag.

För att undersöka hur efterfrågefleksibilitet kan användas för att utnyttja nätet effektivare och undvika utbyggnad skulle flera uppgifter behöva undersökas. Hur mycket ledig kapacitet som finns i nätet utan efterfrågefleksibilitet (nuläge) och hur mycket ledig kapacitet som skulle kunna uppnås med efterfrågefleksibilitet. Vilka verktyg som används för efterfrågefleksibilitet (tariffstyrning och/eller laststyrning) och hur stora kostnadsbesparingar nätföretaget kan göra genom att använda efterfrågefleksibilitet?

Uppföljningen av efterfrågefleksibilitetspotentialen och effekten av efterfrågefleksibilitet för elnätsföretagen kan ge en indikation om värdet av efterfrågefleksibiliteten. Det som är en sänkning av elnätsföretagets kostnader ger en direkt effekt på elnätsföretagets intäktsram och ger därmed en direkt påverkan på kundernas kostnader.

Syftet med åtgärden är att identifiera och lokalisera behovet av efterfrågefleksibilitet hos elnätsföretagen. Även om vi ser en stor nytta med att undersöka detta bedömer vi att denna uppföljning eller kartläggning ligger inom ramen för elnätsföretagets verksamhet och Ei väljer därför att inte analysera denna åtgärd vidare.

Förtydligande av DSO-rollen och eventuellt systemansvar

En åtgärd som diskuterats i projektet är att ett förtydligande av DSO-rollen skulle behövas, särskilt när det gäller koppling till eventuellt systemansvar. För att elnätsföretag ska kunna stimulera efterfrågefleksibilitet krävs en tydlighet i rollen.

DSO-rollen är i förändring, både i Sverige och utomlands. I Sverige förändras rollen delvis i och med införandet av den elhandlarcentriska modellen och tjänstehubben medan det i Europa framför allt är omställningen till ökad andel förnybar variabel elproduktion som bidrar.

Eftersom arbete pågår på europeisk nivå när det gäller denna fråga väljer vi att inte prioritera den här åtgärden inom ramen för det här uppdraget. Ei fortsätter dock sitt aktiva arbete med att följa och påverka det europeiska arbetet avseende elnätsföretags roller och befogenheter.

Traffic light system – samspel elhandel och elnät

Det finns en åtgärd som vi valt att kalla traffic light system som tagit inspiration av Smart Grid Traffic Light System som diskuterats i Tyskland. BDEW:s Smart Grid Traffic Light Concept beskriver en möjlig metod för att på ett smart sätt minska behovet av nätutbyggnad (BDEW, 2015). Metoden utgår från behovet av att använda efterfrågefleksibilitet som ett alternativ till nätutbyggnad i de fall en teknisk och ekonomisk analys visar att det är mindre kostsamt på lång sikt.

Metoden bygger på ett samspel mellan marknadsaktörer och nätföretag där logiken i ett trafikljus används för att illustrera en grön fas utan begränsningar och en röd fas där systemstabiliteten är i farozonen. I den gröna fasen är det endast marknadsaktörer som agerar utifrån ett flexibilitetsperspektiv eftersom det inte finns några nätbegränsningar i denna fas. I den röda fasen måste nätföretaget agera för att undvika systemkollaps och eftersom denna fas ska undvikas används även ett mellansteg, orange. Den orangea fasen används för att symbolisera en potentiell begränsning i elnätet. I den orangea fasen kan nätföretaget begära in flexibilitet som erbjuds av marknadsaktörer för att undvika en "röd" situation.

Syftet med traffic light-system är att underlätta för nätflexibilitet, dvs. en flexibel användning av elnätet för att undvika utbyggnad av nätet. Flexibiliteten som efterfrågas av nätföretaget kommuniceras till elhandlare och/eller aggregatorer som har tagit fram produkter till kundkollektivet för att se till att flexibiliteten utförs.

Denna åtgärd identifierar tydligt vad nätföretagets roll är och syftar till att undvika utbyggnad av nätet när det är möjligt och att se till systemets stabilitet.

En av grundprinciperna som Ei ställt upp är att åtgärderna främst ska vara långsiktiga. Traffic light-metoden som åtgärd har en fördel med att den tydligt avgränsar DSO-rollen. Däremot framgår denna begränsning som något snävare än den som svensk lagstiftning sätter upp i ellagen. Eftersom nättarifferna ska främja en effektiv användning av elnätet, en effektiv produktion och användning kan denna metod hämma utvecklingen på detta område. Metoden inriktar sig främst på att lösa kortsiktiga överföringsbegränsningar men främjar inte ett långsiktigt användande av elnätet. När nätföretagen begränsas till att endast hantera kristimmar försvinner möjligheten att jobba långsiktigt med hur nätet används. Vi analyserade därför inte denna åtgärd vidare.

Bilaga 3 Potential och drivkrafter för efterfrågefleksibilitet

Ei har undersökt vilken kunskap som finns om kunders potential och drivkrafter för efterfrågefleksibilitet. Denna bilaga summerar resultatet från kunskapsinhämtningen för respektive kundsegment.

Kunskapsinventering om kunders möjlighet till en flexibel elanvändning

Kunderna har delats in i fem kundsegment: hushåll, fastigheter, serviceverksamhet, elintensiv industri, och övrig industri. Den elanvändning som ingår under respektive kundkategori är den elanvändning som kunden själv bär kostnaden för och därmed har ett incitament att förändra.

Kunskapsinventeringen utgår från en litteraturstudie av främst studier gjorda i Sverige. Majoriteten av studierna fokuserar på hushållskunder. Flertalet pilotprojekt undersöker också hur hushållen reagerar på olika prissignaler och hur de kunnat anpassa sin elanvändning efter dessa. Bland annat genomförde Umeå universitet på uppdrag av Ei en omfattande kundundersökning för hushållskunder 2014 (Broberg, et al., 2014). Nära 6 000 enkäter skickades ut och 900 hushållskunder svarade. Syftet med kundundersökningen var att undersöka vilken kompensation elkonsumenter önskar i utbyte mot att låta en extern aktör styra deras elförbrukning. Inom ramen för detta regeringsuppdrag genomfördes också ett examensarbete av Amanda Sten och Katja Åström på Kungliga Tekniska Högskolan (KTH). Syftet med examensarbetet var att beräkna potentialen för efterfrågefleksibilitet hos hushållskunder i Sverige med utgångspunkt från Umeå universitets kundundersökning.

Ingen omfattande kundundersökning har tidigare genomförts för de andra kundsegmenten. Ei valde därför att låta Sweco genomföra en enkät- och intervjuundersökning med syftet att kartlägga potentialen för efterfrågefleksibilitet för kundkategorierna elintensiv industri, övrig industri, fastigheter samt serviceverksamhet. Enkätundersökningen var webb-baserad och skickades till slumpvis utvalda företrädare för företag och organisationer inom de olika segmenten. Ett mindre antal speciellt intressanta respondenter ur varje kundkategori valdes ut för kompletterande djupintervjuer.

Undersökningen genomfördes under december 2015–februari 2016. Totalt skickades cirka 3 000 enkäter ut. 310 företag svarade på enkäten och 34 djupintervjuer genomfördes. De frågor som ställdes hade till syfte att kartlägga i vilken omfattning begreppet efterfrågefleksibilitet är känt, vilka möjligheter till efterfrågefleksibilitet som finns, i vilken omfattning efterfrågefleksibilitet erbjuds idag, samt vilka hinder som finns för mer efterfrågefleksibilitet i framtiden. Kundundersökningen presenteras i sin helhet i underlagsrapporten *Elkunders möjlighet till flexibel elanvändning* (Sweco, 2016).

Tabell 35 summerar antal enkätsvar för de två kundundersökningarna genomförda på uppdrag för Ei av Umeå universitet och av Sweco.

Tabell 35. Kundundersökningar om efterfrågeflexibilitet.

Kundsegment	Hushåll	Fastigheter	Serviceverksamhet	ElIntensiv Industri	Övrig Industri
Enkätsvar	900	34	103	66	107
Intervjuer		15	7	15	7

Källa: För kundsegmentet hushåll (Broberg, et al., 2014) och andra kundsegment (Sweco, 2016)

Teknisk potential för efterfrågeflexibilitet

En sammanställning av uppskattningen av den nuvarande tekniska potentialen för de olika kundsegmenten presenteras i Tabell 36. Med teknisk potential menas den potential som skulle kunna gå att aktivera med rätt incitament och teknik hos kund. Exempel på teknik hos kund som möjliggör efterfrågeflexibilitet är utrustning för laststyrning. Laststyrning innebär att en aktör efter överenskommelse med kunden kan fjärrstyra delar av kundens elanvändning och optimera elanvändningen utifrån prissignaler från marknad eller elnät. Teknik som automatiskt justerar elanvändningen utifrån frekvensavvikelser möjliggör att kunden även kan erbjuda sin värmelast som automatisk reglerresurs i frekvenshållningen.

Potentialen beror av underliggande aktiviteter vilket gör att den varierar kraftigt både under dygnet och året.

Tabell 36. Teknisk potential för efterfrågeflexibilitet i olika kundsegment i Sverige

	Hushåll	Fastigheter	Serviceverksamhet	ElIntensiv Industri	Övrig Industri
Nuvarande teknisk potential för efterfrågeflexibilitet (MW)	5500 – vinter 3000 – vår 1500 – sommar 4500 – höst 2000 – medel (uppvärmning av vatten, direktverkande el och värmepumpar) 300 (hushållsel)	200 (ventilation)	70 (reservaggregat)	1 700 (effektreduktion eller övergång till egen elproduktion inom framförallt skogsindustrin)	300 (effektreduktion inom lätt industri såsom livsmedels- och verkstadsindustri och sågverk)

Källa: Referenserna redovisas i kommande avsnitt.

En stor del av den tekniska potentialen finns bland hushållskunder i småhus med eluppvärmning. Denna potential finns tillgänglig i en till tre timmar (IVA, 2015) och innebär störst effektreduktioner på vintern (uppåt mot 5500 MW). Under sommaren är potentialen i styrningen av uppvärmning betydlig mindre med effektreduktioner på 1 500 MW. Potentialen är högst temperaturberoende och kommer enbart att finnas tillgänglig om värmebehovet finns.

Styrningen av uppvärmningen medför inte någon märkbar komfortminskning för hushållen när den bara sker ett fåtal timmar eftersom det finns en värmetröghet i huset. Umeå universitet, på uppdrag av Ei, genomförde en omfattande kundundersökning för hushållskunder 2014 (Broberg, et al., 2014).

Undersökningen visar att hushållskunder är villiga att låta en tredje part styra uppvärmningen mellan klockan 7:00-10:00 för nära noll kronor i kompensation så länge inte komforten försämras (Broberg, et al., 2014). Potential för efterfrågefleksibilitet i hushållssektorn används inte idag men skulle kunna vara en del i lösningen för att möta kraftsystemets balanseringsbehov (IVA, 2015).

Potentialen för efterfrågefleksibilitet bland industriföretag är också stor och uppskattas till 2000 MW. Denna potential är starkt priskänslig. När elpriset orsakar för höga rörliga kostnader i produktionen drar priskänsliga industriföretag ner på sin elanvändning från elnätet oftast genom att stänga av elkrävande produktionsprocesser under en viss tid eller starta upp egen elproduktion. Den fulla potentialen inom industrisektorn kommer sannolikt enbart kunna realiseras några gånger per år (IVA, 2015) och lämpar sig därför inte för att medverka i frekvenshållningen som automatisk frekvensregleringsresurs. Flera aktörer inom den elintensiva industrin är idag aktiva på elmarknaden genom att delta på reglerkraftmarknaden, säljer sin flexibilitet på dagen före-marknaden och deltar i effektreserven (Sweco, 2016).

I realiteten kan man inte räkna med att hela den tekniska potentialen finns tillgänglig vid en och samma tidpunkt. En anledning till detta är sammanlagringseffekter¹⁶⁹ som gör att summan av de enskilda effektreduktionerna inte summerar till den tekniska potentialen eftersom all efterfrågefleksibilitet inte är tillgänglig samtidigt.

Den framtida tekniska potentialen är mycket osäker men bedöms öka med styrning av laddningen av elbilar och framväxten av datacenter i Sverige som ofta har mycket reservkapacitet. Dessutom kommer en ökad användning av energilager hos de olika kundsegmenten också att skapa större efterfrågefleksibilitetspotential.

Hushåll

Hushåll har olika möjligheter att vara flexibla i sin elanvändning. Hushåll som använder el för uppvärmning och varmvatten kan vara flexibla genom att tillfällig öka eller minska värmen utan komfortminskning, hushåll med kombinerade uppvärmningssystem kan byta energikälla och samtliga hushåll kan undvika att använda vissa hushållsapparater. Potentialen för efterfrågefleksibilitet avgörs således både av hur mycket el hushållen använder, i vilket syfte de använder el, vilka uppvärmningssystem de har och hur många som skulle kunna tänka sig att vara flexibla.

¹⁶⁹ Sammanlagring innebär att den resulterande effekten från flera kunder blir mindre än den algebraiska summan av delarnas effekter. Detta beror på att delarnas maximala effekt inte inträffar samtidigt.

Hushållens elanvändning följer en dygnsprofil med en morgon- och kvällstopp och en årsprofil med högre förbrukning vintertid eftersom många småhus värms helt eller delvis med elvärme¹⁷⁰. Det är framförallt hushållen med eluppvärmning som skulle kunna bidra med efterfrågefleksibilitet under de kalla månaderna genom att styra uppvärmningen utan att inomhusklimatet påverkas.

Hushållens drivkrafter och inställning till efterfrågefleksibilitet

Flera forskningsstudier har undersökt hushållens drivkrafter att ändra sin elanvändning. Dessa drivkrafter kan delas in i ekonomisk vinning, samhällsansvar, sociala faktorer och miljöansvar.

Figur 16. Hushållskunders drivkrafter för efterfrågefleksibilitet



Torstensson och Wallin (2014) konstaterade att runt 60 procent av hushållskunderna var intresserade att minska sina elkostnader genom att anpassa elanvändningen efter volatila priser. För villakunder var den ekonomiska besparingen den viktigaste och för lägenhetskunder så var den ekonomiska besparingen och miljöaspekter ungefär lika viktiga. Broberg m.fl. (2014) undersökte hushållskunders inställning till att låta en extern part styra delar av elförbrukningen och uppskattade att upp till 57 procent av hushållen skulle kunna tänka sig att på något sätt vara flexibla, beroende på vad flexibilitet innebär.

En omfattande studie i Sollentuna och Saltsjö Boo med nära 3 000 hushåll i urvalet visade att de viktigaste drivkrafterna för att ändra sin elförbrukning är möjligheten att göra ekonomiska besparingar, bidra med positiva miljöeffekter, minska klimatförändringar och att bidra till en hållbar utveckling för kommande generationer (Bartusch, et al., 2014).

Sociala faktorer där hushållskunder utmanas att tävla mot varandra har visat sig bidra till engagemanget hos kunden. I USA har en sammanställning av olika

¹⁷⁰ Sten och Åström uppskattar att cirka 1.4 miljoner småhus i Sverige använder el helt eller delvis för uppvärmning baserat på statistik från (Energimyndigheten, 2015b).

studier visat att elförbrukningen minskar med elva procent till följd av socialt tryck (Delmas, et al., 2013).

Drivkrafterna att ändra sin elanvändning påverkas av huruvida kunden själv äger och investerar i egna anläggningar eller om kunden hyr dem. Kunder som investerar själva måste ta hänsyn till teknikval, finansiering, samt drift- och underhåll, medan de som hyr istället ofta kan köpa paketerade tjänster vilket kräver mindre engagemang.

Hushållens flexibilitetspotential – Styrning av uppvärmning

Uppvärmningssystem för uppvärmning av bostad och vatten kan styras automatiskt genom att utrustas med en central styrutrustning.

För att det ska finnas ekonomiska incitament för kunden att låta sin uppvärmning styras måste förbrukningen mätas och debiteras per hushåll. Det är idag vanligt att energianvändningen för uppvärmning och varmvatten i lägenheter mäts centralt och debiteras i form av ett fast påslag på hyran eller avgiften. I energieffektiviseringsdirektivet ställs kravet att nybyggda eller renoverade flerbostadshus ska förses med individuell mätning om det är kostnadseffektivt. Boverket slår fast att det inte i något fall ska krävas individuell mätning av värme då det inte bedöms kostnadseffektivt (Boverket, 2014). Eftersom hushållen i flerbostadshus ofta inte har incitamentet att styra sin uppvärmning, på grund av schablonmässig debitering från hyresvärd, har potentialen enbart beräknats för småhus med elvärme.

Styrningen av uppvärmningen av småhus under ett fåtal timmar medför inte någon märkbar komfortminskning för hushållen eftersom det finns en värmetröghet i huset. Potentialen finns tillgänglig en till tre timmar (IVA, 2015) och är beroende av utomhustemperaturen vilket gör att den endast är tillgänglig när värmebehovet finns. Tillgängligheten på några timmar gäller framförallt hushåll med vattenburen värme. I hushåll med direktverkande el påverkas komforten betydligt snabbare om man drar ner effekten (NEPP, 2016).

Forskare vid Chalmers Tekniska Högskola har simulerat den aggregerade potentialen för efterfrågefleksibilitet på nationell nivå för samtliga hushållskunder i småhus med eluppvärmning (Nyholm, et al., 2016). Potentialen som har inkluderats i simuleringen är eluppvärmning av varmvatten, direkt elvärme och olika typer av värmepumpar. Teoretiskt är den maximala tekniska potentialen för efterfrågefleksibilitet som relaterat till uppvärmning i Sverige 7300 MW. Simuleringen av flexibilitetspotentialen bygger på en optimering av elanvändningen utifrån spotpriset på dagen före-marknaden för att minimera kundens elkostnad. Resultatet med 2010 års elpriser återges i Tabell 37. Den maximala effektreduktionen under vintern är så stor som 5500 MW vilket motsvarar cirka 20 procent av den maximala nationella effekttoppen. Den största effektknockningen är på 4400 MW och är samma under nästan hela året förutom under sommaren då den är väsentligt lägre. Den största delen av denna potential kommer från uppvärmningen av huset. Den del av potentialen som uppskattas finnas tillgänglig på grund av styrning av uppvärmning av vatten är 872 MW på vår, 690 MW på sommar och 950 MW på vinter (Puranik, 2014).

Tabell 37. Tillgänglig flexibilitetspotential hos småhus som ett resultat av en optimering utifrån elpriset för 2010 på dagen före-marknaden

	Vinter	Vår	Sommar	Höst
Maximal effektreduktion (MW)	5500	3000	1500	4500
Maximal effekttökning (MW)	4400	4400	2700	4400

Källa: (Nyholm, et al., 2016)

Sten och Åström (2016) uppskattar effektreduktioner för tre utomhustemperaturer som redovisas i Tabell 38. Uppskattningen bygger på antagandet att 57 procent (Broberg, et al., 2014) av alla småhus med elvärme går med på en avtalad effektreduktion där uppvärmningslasten minskas med 67 procent (Lindskoug, 2005). NEPP:s uppskattning av den genomsnittliga potentialen för hushåll är 2 000 MW (NEPP, 2016).

Tabell 38. Uppskattad potential för efterfrågefleksibilitet genom styrning av värmelast då 57 % av alla småhus kan tänka sig vara flexibla

Utomhustemperatur	-15 grader	-5 grader	+5 grader
Effektreduktionsintervall (MW)	3 000–3 100	2 000–2 300	1 000–1 600

Källa: (Sten & Åström, 2016)

Styrning av uppvärmning leder till en återvändande last vilket kan skapa problem i form av nya effekttoppar i elnätet om värmelaster kopplas in samtidigt. Efter bortstyrning av värmelast kommer värmesystemet försöka ta igen den effektreduktion som genomförts vilket kommer innebära ett högre effektuttag än timmen innan styrningen. Den aktör som efter överenskommelse med kunden styr lasten kan genom att sprida tidpunkten för avslutad styrning för olika värmelaster lösa problemet med den återvändande lasten. Under längre perioder med mycket kallt väder då värmesystemet troligtvis måste gå för fullt kommer uthålligheten vara kortare och den återvändande lasten vara större.

Resultatet från studierna av Chalmers Tekniska Universitet visar att det ekonomiska incitamentet för hushållskunden kan skilja sig mycket åt mellan kunder och år (Nyholm, et al., 2016). För 2010, ett år med höga elpriser, visar simuleringarna att kunder kan tjäna mellan 10 till 3 300 kronor per år och småhus. Att det är så stor spridning på vad kunden tjänar beror på att småhusens värmetröghet och uppvärmningsbehov ser olika ut. För 2012 när elpriserna är mer normala visar studien att kunder kan tjäna maximalt cirka 1 000 kronor. Denna beräkning är genomförd för en fast tariff på cirka 30 öre per kWh.

För styrning av uppvärmning är hushållskunders krav på ersättning lågt, se Tabell 39 i nästa avsnitt. Umeå universitet, på uppdrag av Ei, genomförde en omfattande kundundersökning för hushållskunder 2014 (Broberg, et al., 2014).

Undersökningen visar på att hushållskunder är villiga att låta en tredje part styra uppvärmningen mellan klockan 7:00-10:00 för nära noll kronor i kompensation så länge inte komforten försämras (Broberg, et al., 2014).

En tjänst för temperaturstyrning av vattenbaserade värmesystemen mot spotpris och belastning på elnätet kan kosta cirka 5 000 kronor och kan även leda till att kunden upplever en förbättrad inomhuskomfort¹⁷¹. Upplands Energi har i samarbete med Ngenic genomfört pilotprojekt av styrsystemet Tune under vintern 2015-2016 för att minska elnätsföretagets kostnader till överliggande nät. Tjänsten erbjuder kunden en intelligent termostat som styrs via en app och ska nu lanseras i större skala¹⁷².

Fortum erbjuder efterfrågefleksibilitet som en automatisk frekvensregleringsresurs till den finska systemoperatören Fingrid genom att styra och aggregera hushålls varmvattenberedare¹⁷³. Svenska kraftnät planerar att påbörja ett pilotprojekt i december 2016 där 100 hushållskunders varmvattenberedare ska aggregeras för att bidra som automatisk frekvensregleringsresurs under två månader (Thell, 2016). Den aggregerade förbrukningen kommer att styras centralt genom att styr- och mätutrustning installeras på alla enheter.

Hushållens flexibilitetspotential – Hushållsel

Hushållsel är den el som används i bostäder, exempelvis för elapparater som TV, belysning och kylskåp (IVA, 2016a). Effektreduktioner kan uppnås genom flexibel elanvändning av hushållsel, antingen genom indirekt styrning det vill säga att kunden undviker att använda vissa apparater som svar på prissignaler eller genom direkt laststyrning då en annan aktör kan fjärrstyra vissa apparater i hushållet. Enligt Borqvist (2013) är det möjligt att låta en extern part fjärrstyra tvättmaskiner, torktumlare och diskmaskiner vilket motsvara cirka 12 procent av hushållselen. Resultat från pilotstudier där hushåll reagerade på prissignaler visar att det främst är användningen av tvätt- och diskmaskiner som är den del av hushållselen som hushåll väljer att flytta till en annan tidpunkt (Fritz, et al., 2009). Flera studier har undersökt potentialen i Sverige om hushållen antas vara flexibla i när de tvättar och diskar. Resultat från studier visar att det är möjligt att uppnå en effektreduktion på några hundra MW (cirka 300 MW) (Sten & Åström, 2016) (Puranik, 2014). Kundens ekonomiska incitament att göra detta utifrån vad de tjänar på prisvariationerna på dagen före-marknaden är idag obefintliga (cirka 10 kronor per år och kund) (Puranik, 2014).

Hushållens flexibilitetspotential i framtiden

Enligt IVA:s uppskattningar kommer värmebehovet bortom 2030 antas vara lägre än idag till följd av varmare klimat, effektivare uppvärmningssystem samt energieffektivisering. Bedömningen är dock att elanvändningen för uppvärmning och tappvarmvatten kommer vara ungefär lika stor som idag och hamna på 15–20 TWh jämfört med 19 TWh idag. Detta beror på att nybyggnation i högre grad än idag förväntas få värmeförsörjning med hjälp av värmepumpar. Det innebär att nya byggnader de närmaste 30–40 åren sannolikt i ökande grad kommer att vara värmeförsörjda via elbaserade system (IVA, 2016a).

¹⁷¹ <https://ngenic.se/handla/tune/>

¹⁷² <http://www.energimarknaden.com/Nyhetsarkivet/Energi-Online/2016/11/11/Upplands-Energi-erbjuder-natkunder-ny-intelligent-termostat/?moduleid=228651>

¹⁷³ http://ei.se/Documents/Projekt/Efterfrageflexibilitet/Seminarium_22_mars/06_Seminarium_eff_2016_03_22_Fortum_JanneHapponen.pdf

I framtiden är det sannolikt att allt fler hushåll kommer ha egen mikroproduktion av förnybar el. Kanske kommer även fler hushåll att ha egna energilager och elbil. Denna utveckling, som bland annat beror på den tekniska utvecklingen och förekomsten av politiska styrmedel, kommer att påverka kundens möjligheter till efterfrågefleksibilitet.

Mikroproduktion har ännu inte tagit fart ordentligt i Sverige, vilket kan bero på att det inte funnits tillräckliga ekonomiska förutsättningar. Från den 1 januari 2015 är det möjligt att få skattereduktioner för den överskottsproduktion som matas in på elnätet. Mikroproducenter kan även få solcellsstöd och elcertifikat. Med ett förstärkt ekonomiskt incitament i kombination med att kostnaden för solcellssystem har sjunkit förväntas mikroproducenterna bli fler.

För att mikroproducenter ska kunna bidra med efterfrågefleksibilitet är det fördelaktigt om kunden även har energilager. Med ett energilager så kan kunden optimera sin efterfrågade el från elnätet. Utan ett energilager kommer alltid nettokonsumtionen vara differensen mellan elanvändningen och den egna elproduktionen. Power Circle konstaterar att det ekonomiska incitamentet för hushållskunder i villor att köpa ett batteri är svagt och uppskattar återbetalningstiden till 16 år. Uppskattningen baseras på ett batteri som kan minska lasttoppen med 40 procent och villor som värms med fjärrvärme eller värmepump (Power Circle, 2016). Det ekonomiska incitamentet för kunder med egenproducerad el som vill investera i ett energilager har dock blivit starkare genom att regeringen i september 2016 beslutade om en ny förordning om ett investeringsstöd för energilager¹⁷⁴.

Elbilar finns på marknaden idag men utgör en mycket liten del av det totala bilbeståndet. Omkring en miljon rena elbilar och laddhybrider skulle behövas till år 2030 om målet om en fossiloberoende fordonsflotta ska uppnås fullt ut (SOU, 2014). Samordningsrådet för smarta elnät har gjort beräkningar som baseras på att hälften av alla personbilar i Sverige på sikt ersätts med elbilar. Beräkningarna visar att om dessa elbilar laddas när de är parkerade, utan styrning av laddningen så uppskattas effektbehovet öka med upp emot 2 000 MW. Om däremot laddningen styrs¹⁷⁵ uppskattas effekttökningshamna kring 1 000 MW. För hushållskunder finns det möjlighet att söka ROT-avdrag för att installera en laddningspunkt i en villa¹⁷⁶.

Det kan uppstå problem att balansera elsystemet vid topplast om inte laddningen sker på ett kontrollerat sätt genom styrning. Även distributionsnätet kan få problem om många elbilar laddas samtidigt i samma område. Därför kan det komma att bli viktigt med en styrning av laddningen. Aktörer har här en affärsmöjlighet att sälja tjänsten till elnätsföretaget att motverka lasttoppar i

¹⁷⁴ Regeringen beslutade sedan den 29 september 2016 en förordning om bidrag till lagring av egenproducerad elenergi som möjliggör för privatpersoner att få bidrag för installation av system för lagring av egenproducerad elenergi, se avsnitt 6.3.

¹⁷⁵ Styrningen av laddningen av elbilen kan t.ex. innebära att laddningen styrs mot spotpriset vilket kan innebära att elbilen laddas under natten vid låga elpriser istället för att börja ladda när elbilen pluggas in vid hemkomst då elpriset vanligtvis är högt.

¹⁷⁶ <https://www.naturvardsverket.se/upload/stod-i-miljoarbetet/bidrag-och-ersattning/bidrag/klimatklivet/klimatklivet-information-ansokan-laddinfrastruktur-160210.pdf>

distributionsnätet genom att aggregera en styrning av hushållskunders elbilsladdning.

Hushållens priskänslighet och kompensationskrav för styrning

Flera pilotprojekt har visat att hushållskunder både kan minska effektuttaget under pristoppar och flytta delar av sin last till en annan tidpunkt (Skillbäck & Ibrahim, 2012). Det är dock svårt att jämföra resultaten från olika pilotprojekt om hushållskunders priskänslighet eftersom varje projekt har olika förutsättningar (Skillbäck & Ibrahim, 2012). Det ekonomiska incitamentet till kunden i form av ersättningsnivåer och prisvariationer skiljer sig mellan olika pilotprojekt och även yttre faktorer såsom väderlek kan vara avgörande för hushållskundens möjlighet att påverka elförbrukningen genom uppvärmningen.

Lindskoug (2005) undersökte hushållskunders priskänslighet för pristoppar med elpriser mellan 3 och 10 kronor per kWh under kalla vinterdagar. Studien visade att hushållen minskade sitt effektuttag med i genomsnitt 50 procent och drog även slutsatsen att prisnivåer på 3 kronor per kWh är tillräckliga för att hushållskunder ska minska sin förbrukning. Flera av de hushåll som deltog i studien hade kombinerade uppvärmningssystem och minskade elförbrukningen genom att byta till en annan energikälla. Fritz (2009) genomförde en liknande studie som undersökte hushållskunders priskänslighet. Det ekonomiska incitamentet att flytta last var i denna studie betydligt mindre med vanliga prisvariationer i intervallet 3–30 öre per kWh och med pristoppar på högst 80 öre per kWh. Resultatet visar att förbrukningskurvan på kvällen försköts med cirka tre timmar. Hushållskunders kompensationskrav för att låta en extern part styra delar av elförbrukningen redovisas i Tabell 39 (Broberg, 2014).

Tabell 39. Hushållskunders kompensationskrav för att låta en extern part styra delar av elförbrukningen

	Tidsintervall	Årlig kompensation (SEK)
Styrning av uppvärmning (vardagar)	7.00 - 10.00	0
<i>Ett företag kommer att fjärrstyra uppvärmningssystemet. Värmen stängs av, temperaturen sjunker aldrig mer än 2 grader och inte under 18 grader.</i>	17.00 - 20.00	630
Styrning av hushållsel (vardagar)	7.00 - 10.00	829
<i>Ett företag kommer att fjärrstyra/ begränsa delar av elanvändningen. Vid styrtillfällen kan inte diskmaskin, tvättmaskin, torktumlare/ skåp, elvärmda handdukstorkar eller komfortgolvvärme användas.</i>	17.00 - 20.00	1435
Styrning vid extrema situationer, 3 tillfällen/år (alla dagar)	7.00 - 10.00	132 (eller 44 SEK/gång)
<i>Vissa dagar råder extrema förhållanden med exempelvis kyla eller lite elproduktion. Både uppvärmning och delar av hushållselen kommer då att styras kommande dag mellan 7-20. Styrningen innebär samma begränsningar som angavs för de ovanstående egenskaperna.</i>		

Källa: (Broberg, et al., 2014)

Resultaten i Tabell 39 indikerar att hushållskunder upplever styrning av hushållsel som en större begränsning än styrning av elvärme. Resultaten visar också att styrning på kvällen upplevs vara en större begränsning än styrning på morgonen. Värt att notera är att hushållskunder är villiga att låta en tredje part styra uppvärmningen under morgontoppen för nära noll kronor i kompensation så länge inte komforten försämras.

Fastigheter

Detta kundsegment består av fastighetsägare för lokaler och flerbostadshus. Potentialen för flexibel elanvändning utgörs främst av styrning av *uppvärmning* och *ventilation*.

Swecos kundundersökning visar att potentialen för efterfrågefleksibilitet inom kundsegmentet fastigheter idag är liten. Detta beror främst på att många fastigheter är uppvärmda med fjärrvärme och att regelverket för ventilation gör det svårt för fastighetsägaren att styra denna. Om det däremot skulle bli vanligare att fastighetsägare har egen elproduktion, energilager samt laddinfrastruktur för elbilar i anslutning till fastigheten öppnas det upp nya möjligheter för efterfrågefleksibilitet inom detta kundsegment.

Fastighetsägares drivkrafter och inställning till efterfrågefleksibilitet

För kundsegmentet fastigheter utgör elkostnaden ofta en betydande kostnad för verksamheten. Det finns också ett stort intresse för el- och energifrågor bland aktörerna i segmentet (Sweco, 2016). Den ekonomiska drivkraften är således en viktig drivkraft för fastighetsägare när det gäller efterfrågefleksibilitet. Däremot ser inte fastighetsägarna så stora möjligheter till efterfrågefleksibilitet. Fokus ligger snarare i att hålla energiförbrukningen nere generellt, med undantag för de som har effekttariffer på elnätssidan som även jobbar med att kapa de egna effekttopparna (Sweco, 2016).

I Swecos kundundersökning angav 15 procent av fastighetsägarna att det idag är produktionstekniskt möjligt för dem att vara flexibla i sin elanvändning medan 6 procent angav att detta eventuellt kunde bli möjligt i framtiden. Det är dock få som utnyttjar sin flexibilitet idag. Flera företag uppger att de följer utvecklingen inom området och att man funderat på att utreda frågan (Sweco, 2016).

Fastighetsägarens flexibilitetspotential – uppvärmning

Majoriteten av lokalerna och flerbostadshusen är uppvärmda med fjärrvärme (Energimyndigheten, 2010). De fastigheter som är uppvärmda med värmepumpar skulle kunna styra bort förbrukning under vissa höglasttimmar. Även uppvärmningen av varmvatten skulle kunna styras. Intervjuerna i Swecos kundundersökning visar att det normala är att ingen styrutrustning finns installerad idag (Sweco, 2016).

För de fastighetsägare som styr värmepumpen och har fjärrvärme som spetslast blir dock optimeringen komplex eftersom det ekonomiska utfallet av en sådan åtgärd påverkas av hur prismodellen för fjärrvärme ser ut. En del fjärrvärmeleverantörer tar betalt för effekt och om kunden ökar sitt effektuttag för fjärrvärme får kunden betala för den effekten under en längre period, upp till ett år. Dessutom inför fler fjärrvärmeleverantörer säsongspriser vilket innebär att

priset är högre på vintern, då också bristsituationer på el oftast inträffar (Sweco, 2016).

Fastighetsägarens flexibilitetspotential – ventilation

I en studie om effektreduktioner hos mellanstora elkunder (Cronholm, et al., 2006) framgick att det främst är genom att förändra ventilationen som effektreduktioner är möjliga för fastighetsförvaltning. Enligt studien finns det en potential för effektreduktion av storleksordningen 200 MW hos fastighetsbolag i Sverige, fördelat över kategorierna köpcentra, kontor och skolor enligt Tabell 40.

Tabell 40. Uppskattning av tillgänglig effektreduktion inom fastighetsförvaltning

	Antal lokaler som ingick i studien	Totalt antal i Sverige	Total area [m²]	Total potentiell effektreduktion i Sverige [MW]
Köpcentra	14	320	4.9 miljoner	45
Kontor	120		35 miljoner	150
Skolor	189		37 miljoner	15

Källa: (Cronholm, et al., 2006)

Ett försök att undersöka möjligheten att styra ventilationssystem i lokaler gjordes av Fritz (2009). Pilotprojektet kunde dock inte genomföras på grund av de avtal som fastighetsägaren hade med hyresgästen. För att genomföra effektreduktioner kan det därför krävas att en klausul läggs till i hyresavtalet där fastighetsägaren ges rätten att vid behov reducera eller omdisponera drift av kringssystem (ventilationssystem, komfortvärme och komfortkyla). I annat fall kan en förskjuten start av sådana system innebära ett avtalsbrott gentemot hyresgästerna.

För fastighetsägare som vill styra ventilationen finns det många olika regelverk från olika myndigheter som måste följas, exempelvis plan- och bygglagen och Boverkets byggregler. Enligt Boverkets byggregler får ventilationssystemet utformas så att tilluftsflödet reduceras enbart då ingen vistas i byggnaden¹⁷⁷. Detta hinder identifieras också i Swecos kundundersökning där fastighetsägaren bedömer att det är svårt att styra ventilationen då ventilationen enbart får stängas av om man med säkerhet vet att ingen befinner sig i byggnaden vilket inte är lätt att försäkra sig om (Sweco, 2016).

Fastighetsägarens flexibilitetspotential i framtiden

Swecos kundundersökning konstaterar att det möjligen finns en potential i framtiden om fastighetsägaren kan styra laddstolpar för elbilar (Sweco, 2016). En fastighetsägare som förvaltar företagsparkering eller parkeringsplatser för hyresgästers bruk kan söka ekonomiskt bidrag för att installera laddinfrastruktur för elbilar genom Klimatklivet¹⁷⁸. Stödet delas ut till investeringar som minskar

¹⁷⁷ <http://www.boverket.se/sv/byggande/halsa-och-inomhusmiljo/ventilation/luft-och-ventilation-i-bostader/>

¹⁷⁸ <http://www.naturvardsverket.se/Stod-i-miljoarbetet/Bidrag/Klimatklivet/>

växthusgasutsläppen. Totalt handlar det om 125 miljoner kronor år 2015 och sedan 600 miljoner kronor årligen för åren 2016–2018.

Det finns redan nu fastighetsägare som har egen förnybar elproduktion och energilager vilket ökar möjligheten till efterfrågefleksibilitet¹⁷⁹. Power Circle uppskattar att ett flerbostadshus kan sänka sin toppeffekt med 40 procent med ett batteri på 0,8–1,3 kWh per lägenhet (Power Circle, 2016). En sänkning av toppeffekten minskar fastighetens kostnad för nättariffen genom att sänka nivåerna i säkringsabonnemanget. Batteriinvesteringen uppskattas ha en återbetalningstid på 5–7 år. Med mikroproduktion i kombination med energilager skulle fastighetsägaren kunna sänka sina kostnader ännu mer. I simuleringarna har Power Circle antagit att lägenheterna inte har sina egna anslutningspunkter till elnätet – då detta är en naturlig följd av att installera batterier i fastigheten – utan i stället har en gemensam anslutningspunkt och genom kollektivmätning delar upp elnätsräkningen per lägenhet.

Kollektivmätning innebär att fastighetsägaren tecknat ett gemensamt avtal med en nätägare och en elhandlare istället för att den enskilda hushållskunden har egna nät- och elhandelsavtal. Även om det i vissa fall förekommer undermätning för att kunderna ska kunna debiteras för sin faktiska förbrukning innebär detta att hushållen förlorar sina rättigheter som elkund enligt ellagen. De kan exempelvis inte välja elhandlare.

Genomförandet av energieffektiviseringsdirektivet kräver individuell mätning av el för varje lägenhet vid om- och nybyggnation vilket möjliggör att kunden debiteras för sin egen del av fastighetens elförbrukning¹⁸⁰. Detta kan dock uppfyllas även av en fastighetsägare som har en kollektivmätning. Direktivet kräver enbart att individuell mätning ska ske. Om elanvändningen för varje hushåll mäts av fastighetsägaren inom sitt icke-koncessionspliktiga elnät (där enbart fastighetsägaren har nät- och elavtal) eller om elanvändningen mäts från det koncessionspliktiga elnätet (där varje hushåll har nät- och elavtal) framgår dock inte av direktivet.

Regeringen har tidigare uttalat sig kritiskt mot utbredningen av kollektivmätning av el eftersom den motverkar en lönsam effektiv energianvändning i och med att hushållskunden inte får återkoppling på sin egen elförbrukning¹⁸¹. I propositionen om genomförandet av energieffektiviseringsdirektivet framhåller dock regeringen att det vore olyckligt att en reglering för att främja energieffektivitet skulle få till följd att utbyggnaden av fastighetsgemensamma mikroproduktionsanläggningar för förnybar el försvåras. Regeringen finner därför att det finns goda skäl att låta fastighetsägaren som bygger en ny fastighet, eller som genomför en ombyggnation själv, få välja hur mätkravet ska uppfyllas.

¹⁷⁹

http://ei.se/Documents/Projekt/Efterfrageflexibilitet/Seminarium_22_mars/03.Seminarium_eff_2016_03_22_Wallenstam.pdf

¹⁸⁰ Prop. 2013/14:174

¹⁸¹ Prop. 2008/09:163

Från den 1 juli 2016 har skatt på solenergi införts för anläggningar som har en installerad effekt av en solcellsanläggning på mer än 255 kW. Denna skatt påverkar framförallt större fastighetsägare. Familjebostäder har varit kritiska till skatten och gjort bedömningen att det inte längre är lönsamt att bygga solcellsanläggningar (Dagens industri, 2016). I november 2016 så meddelade regeringen att de ändrar bestämmelserna så att skattereduktionen även gäller för producenter som har anläggningar som tillsammans uppgår till mer än 255 kW, men där var och en av anläggningarna är mindre än 255 kW. Dessa medelstora solcellproducenter får från halvårsskiftet 2017 sänkt skatt, från dagens 29,2 öre per kWh till 0,5 öre per kWh. Skattereduktionen avser konsumtionen (energiskatten) på den del som kommer från solcellsanläggningen. På sikt ämnar regeringen slopa skatten men det först efter ett statsstödsgodkännande från EU¹⁸².

Serviceverksamhet

Kundsegmentet serviceverksamhet inkluderar ett brett spann av verksamheter – från offentlig service såsom sjukvård, skolor och biblioteksverksamhet till privat verksamhet såsom detaljhandel, restauranger och hotellverksamhet. Ofta hyr serviceverksamheten lokalen av en fastighetsägare och då är det enbart elförbrukningen kopplad till verksamheten som kunden kan påverka. En del serviceverksamheter äger dock sina egna lokaler och har då liknande möjligheter till efterfrågeflexibilitet som kundsegmentet fastigheter. För de aktörer som äger sina egna lokaler ser man också en liknande framtida potential som för kundsegmentet fastigheter i *styrning av värmepumpar och ventilation* samt genom *batterilösningar* eventuellt i kombination med *egen elproduktion* (Sweco, 2016).

Swecos kundundersökning visar att potentialen för efterfrågeflexibilitet är liten inom kundsegmentet serviceverksamhet. Detta förklaras både av ett svagt ekonomiskt incitament och svårigheter att avstå eller flytta aktiviteter över tiden (Sweco, 2016).

Serviceverksamhetens drivkrafter och inställning till efterfrågeflexibilitet

I Swecos kundundersökning uppgav 10 procent av de tillfrågade inom segmentet serviceverksamhet att det var produktionstekniskt möjligt för dem att vara flexibla i sin elanvändning. 16 procent angav att efterfrågeflexibilitet eventuellt kunde bli möjligt i framtiden. Det är dock få kunder inom segmentet som utnyttjar sin flexibilitet idag. En handfull företag anpassar sin elanvändning till elpriset och ett företag är idag aktivt på dagen före-marknaden. En förklaring till att företagen inte nyttjar möjligheten att vara flexibel i sin elanvändning kan vara att företag inom serviceverksamhet har låga kostnader för el- och energi i förhållande till andra kostnadsposter såsom personalkostnader. Det finns dock ett intresse för energieffektivisering vilket leder till minskningar i såväl energi som effekt (Sweco, 2016).

¹⁸²

<http://www.regeringen.se/4ad0bb/globalassets/regeringen/dokument/finansdepartementet/pdf/2016/pm/fakta-pm-solel>

Serviceverksamhetens flexibilitetspotential

Möjligheterna till efterfrågefleksibilitet för serviceverksamheter är begränsade då merparten av elanvändningen för exempelvis ett sjukhus, ett hotell, eller en restaurang sker när serviceverksamheten utförs. Elanvändningen är verksamhetsstyrd och drivs av kundernas behov, tillgång på personal och öppettider. Detta gör det svårt att avstå aktiviteter eller flytta aktiviteter tidsmässigt (Sweco, 2016).

Till skillnad från till exempel bostadsfastigheter kan lokaler med serviceverksamhet stå tomma under långa perioder utanför öppettiderna vilket kan möjliggöra för flexibilitet genom styrning av ventilationen. Detta kräver dock en investering i styrutrustning som kan räknas hem över tiden (Sweco, 2016).

Viss serviceverksamhet, som exempelvis sjukhus, har egen reservkraftsproduktion. Reservkraftsproduktionen utgörs i normala fall av dieselaggregat och innebär således en elproduktion med höga koldioxidutsläpp. Att köra reservkraftverken skulle dock kunna motiveras i effektbristsituationer eftersom de har samma miljöpåverkan som den centrala reservkraftsproduktionen i form av gasturbiner eller oljekondenskraftverk. Redan idag finns det en aggregator som aggregerar små aggregat till ett större kraftverk genom avtal med ägare av små reservkraftaggregatorer. Reservkraftaggregat är installerade och driftsatta för att säkra leverans av el till ägarna men skulle alltså kunna fylla ett annat syfte vid effektbristsituationer. Enligt definitionen av efterfrågefleksibilitet i avsnitt 1.3 som utgår från den el kunden efterfrågar från elnätet kan dessa reservaggregat hos kunden ses som en flexibilitetspotential. Genom att starta upp reservaggregat i en effektbristsituation så minskar kundens behov av el från nätet. Aggregatören AV Reserveffekt har avtal med ägare av reservaggregat motsvarande cirka 70-120 MW¹⁸³. De flesta av dessa återfinns inom serviceverksamhet ägda av kommun och landsting. Bedömningen är dock att det finns uppåt 300 MW aggregerad effekt från reservaggregat i serviceverksamheten¹⁸⁴.

Serviceverksamhetens flexibilitetspotential i framtiden

Klimatklivets stöd till laddinfrastruktur inkluderar även stöd till laddningsplatser som är tillgängliga för allmänheten¹⁸⁵. Alla aktörer har möjlighet, inklusive serviceverksamheter, att investera i allmänna laddningsplatser. Exempelvis Bollnäs kommun har beviljats stöd inom Klimatklivet för publika laddningsplatser¹⁸⁶.

Allmänna laddningsplatser delas in i snabbladdning och normalladdning. Snabbladdning syftar till att ladda batterierna snabbt medan kunden väntar och därför är möjligheterna att styra laddningen till en annan tidpunkt små. Normalladdning är aktuellt för platser där man förväntas parkera under ett antal timmar, exempelvis knutpunkter för kollektivtrafik, handelsplatser eller centrala parkeringshus. Här skulle det kunna vara möjligt att förskjuta laddningen av elbilar med hjälp av styrning. Förskjutningen får dock inte bli för stor då bilägaren

¹⁸³ Enligt uppgift från Peter Svensson, AV Reserveffekt AB, 2016-11-16

¹⁸⁴ Enligt uppgift från Peter Svensson, AV Reserveffekt AB, 2016-11-16

¹⁸⁵ <http://www.naturvardsverket.se/Stod-i-miljoarbetet/Bidrag/Klimatklivet/>

¹⁸⁶ <http://www.bollnas.se/index.php/88-aktuellt/1962-satsning-pa-laddningsinfrastruktur>

måste kunna utgå ifrån att bilen blivit laddad under tiden vid laddstationen. Störst möjlighet till efterfrågefleksibilitet med hjälp av laddstyrning av elbilar finns där bilen står parkerad för natten (så kallad hemmaladdning) eller vid en allmän parkering.

Elintensiv industri och övrig industri

Flera studier som sammanställts av IVA har uppskattat nuvarande potentialen för efterfrågefleksibilitet inom kundsegmentet industri (IVA, 2016a). Uppskattningarna ligger i intervallet 500–2 000 MW och en del av denna potential utnyttjas redan idag genom att aktörer är aktiva på elmarknaden eller är med i upphandlingen av effektreserven.

Flera faktorer är avgörande för hur potentialen utvecklas på sikt och information om vinsterna med efterfrågefleksibilitet ses här som mycket viktig.

Strukturömvändningar inom skogsindustrins mekaniska massaproduktion kan medföra att potentialen för efterfrågefleksibilitet minskar medan utbyggnaden av datacenter i Sverige, som ofta har en stor andel av avslutningseffekten i reservkraft, skulle kunna bidra med att potentialen ökar.

Industrins drivkrafter och inställning till efterfrågefleksibilitet

Flera aktörer inom den elintensiva industrin är idag aktiva på elmarknaden genom att delta på reglerkraftmarknaden, sälja sin flexibilitet på dagen före-marknaden och delta i effektreserven (Sweco, 2016). En stor förklaring till det är att kostnaden för elinköp är en betydande kostnad för detta kundsegment. Swecos kundundersökning visar att förståelsen för begreppet efterfrågefleksibilitet är som störst bland de största elförbrukarna. Av de största elförbrukarna inom elintensiv industri kände 74 procent till begreppet jämfört med snittet på 32 procent för kundsegmentet elintensiv industri. Ser man på hela kundsegmentet elintensiv industri så angav majoriteten av enkätrespondenterna att de idag inte är flexibla (Sweco, 2016).

Både kunskapen och intresset för efterfrågefleksibilitet är större inom elintensiv industri än inom övrig industri. Inom övrig industri kände 20 procent till begreppet efterfrågefleksibilitet. Över hälften av respondenterna inom segmentet övrig industri ansåg att kostnaden för el inte var en betydande kostnad vilket sannolikt minskar intresset för efterfrågefleksibilitet. Trots att kostnaden för el av många respondenter inte ansågs betydande i dagsläget var det flera som angav att man var mycket intresserad av energifrågor. Energieffektivisering ansågs dock vara det bästa sättet att skydda sig mot eventuellt högre och mer volatila elpriser i framtiden. Efterfrågefleksibilitet upplevdes som alltför komplext (Sweco, 2016).

Bland de respondenter som inte kände till begreppet kan en förklaring helt enkelt vara att de inte var medvetna om möjligheten. Ett antal respondenter angav dock en eller flera anledningar till varför man inte var flexibel. Industriföretagen ser att efterfrågefleksibilitet kan störa produktionen och försvåra leverans till slutkund. Många företag har komplexa produktionsprocesser som är känsliga mot störningar. Vissa företag påpekade också att reduktioner eller stopp i processen kan leda till ökat slitage eller skador på anläggningar. Flera respondenter inom övrig industri tog även upp svårigheter med skiftarbete. För att kunna flytta elförbrukning i tiden kan man behöva fler arbetsskift än idag. En mindre grupp

respondenter ansåg att dagens ersättningsnivåer var för låga för att efterfrågefleksibilitet skulle vara intressant. (Sweco, 2016)

I kundundersökningen var det få företag som ville ange vid vilka elpriser det är olönsamt för dem att fortsätta sin verksamhet eller där de går över till egen produktion av el. Två företag inom elintensiv industri angav elpriser på 250 öre/kWh och 150 öre/kWh, vilket är i samma storleksordning som de uppskattningar som gjorts av Mökander och NEPP enligt Tabell 41.

Industrins flexibilitetspotential

Nuvarande potential för efterfrågefleksibilitet inom industrin har av flera studier uppskattats vara i intervallet 500 till 2 500 MW under kortare perioder (IVA, 2016a). Potentialen inom industrisektorn bedöms vara tillgänglig några gånger per år (NEPP, 2015).

Det är framförallt industriella processer med värmetröga laster eller buffertkapacitet i produktionen som har bäst förutsättningar för effektstyrning (IVA, 2016a). Ett exempel på en sådan process är mekanisk massaproduktion. Fem pappersbruk (i Bolänge, Hyltebruk, Norrköping, Hallstavik och Sundsvall) är redan aktiva på elmarknaden. NEPP gör bedömningen att 85 procent av industrins potential återfinns i den elintensiva industrin (1 700 MW) och 15 procent i lätt industri (300 MW) såsom exempelvis livsmedels- och verkstadsindustrin (NEPP, 2016).

Olika industriprocesser kräver olika ställtider för företaget att kunna ställa om sin produktion och bidra med en effektreduktion. Industriella processer sätter därmed begränsningar, dels i aktiveringstid som avgör när flexibiliteten kan förverkligas, dels reduktionens omfattning.

Potentialen för efterfrågefleksibilitet har förutsättningar att förverkligas när nyttan för industriföretaget är större än kostnaden. Det lägsta elpris som krävs för att överstiga kostnaden för industrin att genomföra effektreduktioner har uppskattats i flera studier och redovisas i Tabell 41.

Tabell 41. Potential för efterfrågefleksibilitet inom industrisektorn.

Potential inom industrisektorn (MW)	Elpriser för vilken potentialen är tillgänglig (öre/kWh)	Varaktighet (h)	Källa
2 400	250	< 1	Mökander (2014)
2 000	320	1-4	Mökander (2014)
500	350	5-24	Mökander (2014)
2 000	200	1-3	NEPP (2015)

Kostnaden för ett industriföretag att genomföra en effektreduktion beror av en rad olika faktorer såsom beläggningsgrad, orderingång, lagernivå, konjunkturläge, ingångna avtal samt ekonomiska konsekvenser vid leveransförseningar eller risk för förlorade marknadsandelar (IVA, 2016a).

Även datacenter har förutsättningar att bistå med efterfrågeflexibilitet genom att utnyttja reservkapaciteten. Datacenter har börjat etableras i Sverige och år 2013 var den installerade effekten 150 MW (SOU, 2015). Elanvändningen i ett datacenter är inte lika stabil som i övrig industri. Enligt ägarna till datacentren styrs användningen till det center som har det lägsta priset för tillfället, vilket kan ge kraftiga svängningar i elanvändningen för anläggningen (IVA, 2016a).

Industrins flexibilitetspotential i framtiden

IVA:s bedömning är att elanvändningen i industrisektorn kommer ligga kring 50–60 TWh efter år 2030 (jämfört med 51 TWh idag) och att effektbehovet kommer att följa förändringen av elenergin (IVA, 2016a). Bedömningen baseras främst på en utveckling likt den utveckling vi har idag (business as usual). Dock förväntas en viss fortsatt omstrukturering inom massa- och pappersindustrin och att effektiviseringstrenden inom industrin fortsätter. Denna minskning av elanvändningen bedöms kompensera den ökade produktionen inom sektorn. I bedömningen ingår även tillkommande elanvändning från ny elintensiv industri, till exempel datacenter.

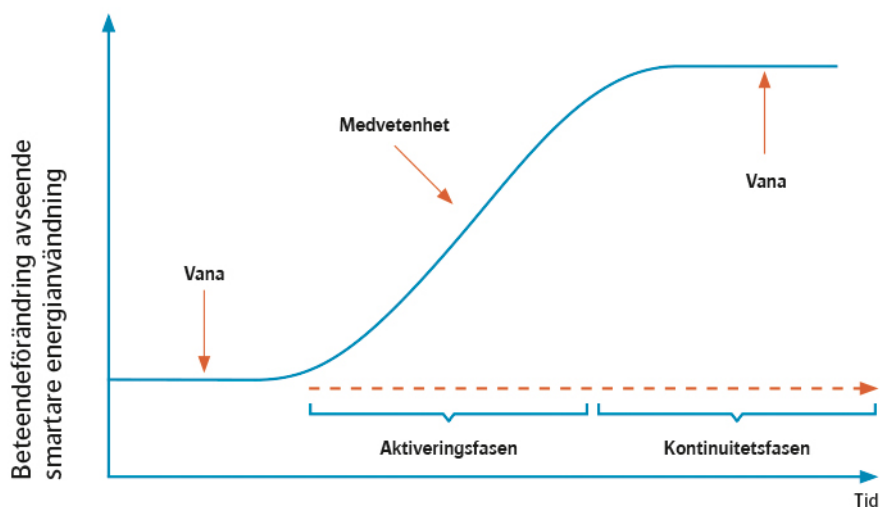
En stor del av industrins potential för efterfrågeflexibilitet idag återfinns inom skogsindustrins mekaniska massaproduktion. Industrins framtida möjligheter till en flexibel elanvändning kommer därför starkt bero av utvecklingen inom denna bransch. Om datacenter får samma energiskatt på el som den elintensiva industrin uppskattas att så många som 40 stora datacenter med ett totalt effektbehov på cirka 1 000 MW kommer att vara etablerade i Sverige år 2030 (Länstyrelsen Norrbotten, 2014).

Framgångsfaktorer för ökad efterfrågeflexibilitet

Förändringen en kund går igenom för att bli mer flexibel i sin elanvändning kan beskrivas som en process i tre steg och illustreras i Figur 17. Till en början är elanvändningen ett resultat av ett invariant beteendemönster där man genomför de aktiviteter man brukar (steg 1). Ju mer medveten kunden blir om möjligheterna till efterfrågeflexibilitet och dess nyttor, desto mer vill kunden fatta medvetna beslut om sin elanvändning (steg 2). Steg 2 kallas *aktiveringsfasen* och syftar till att väcka kundens intresse så att kunden är öppen för att ompröva sitt invanda beteendemönster. Det kan till exempel handla om att pröva ny teknik som underlättar att vara mer flexibel i sin elanvändning eller genom att avstå eller ändra tidpunkten för vissa aktiviteter. Om kunden väljer att vara mer flexibel i sin elanvändning kommer det nya beteendemönstret eller införandet av teknik som möjliggör detta med tiden bli en ny vana (steg 3). *Kontinuitetsfasen* innebär att den nya vanan har gett ett nytt beteendemönster långsiktigt.

I det här avsnittet beskriver vi framgångsfaktorer kopplade till aktiveringsfasen och kontinuitetsfasen.

Figur 17. Förändringen en kund går igenom för att bli mer flexibel i sin elanvändning



Fånga kundens intresse genom kundanpassad information (aktiveringsfas)

De olika kundsegmenten har olika kunskapsnivåer och drivkrafter till efterfrågefleksibilitet. Därför är det viktigt att kunden får kundanpassad information för att väcka intresse. Det måste även vara enkelt för kunden, eller en representant för kunden i form av exempelvis ett energitjänsteföretag att hitta information så inte den ekonomiska vinsten äts upp i tid och tankekraft.

Det europeiska forskningsprojektet S3C fokuserar på att identifiera framgångsfaktorer för att motivera kunder att förändra sin elanvändning. Forskningsprojektet är inriktat på hushållskunder samt små till medelstora företag och har analyserat ett trettioital europeiska pilotprojekt. Projektet har mynnat ut i rekommendationer som vänder sig till aktörer (elnätsföretag, marknadsaktörer, beslutsfattare, etc.) som är involverade i projekt där kunderna behöver involveras för att lyckas¹⁸⁷. Framgångsfaktorer för aktiveringsfasen summeras i Tabell 42.

Tabell 42. Framgångsfaktorer för att väcka intresse för efterfrågefleksibilitet bland hushållskunder och små till medelstora företag

Framgångsfaktorer för aktiveringsfasen	Erfarenheter från tidigare pilotstudier
Skapa ett mervärde för kunden	Formulera attraktiva ekonomiska incitament Fokusera på komfortvinster snarare än komfortförluster Erbjud nya informationstjänster Säkerställ datasäkerhet och integritetsskydd
Förstå kundens perspektiv	Tillämpa fokusgrupper (olika målgrupper kan ha mycket olika drivkrafter och hinder) Ta ett helhetsgrepp på vilka de avgörande beteendefaktorer är Fokusera speciellt på utsatta kunder Förstå dagliga rutiner och det sociala sammanhanget

¹⁸⁷ <http://www.smartgrid-engagement-toolkit.eu/exploring/>

Framgångsfaktorer för aktiveringsfasen	Erfarenheter från tidigare pilotstudier
Öka medvetenheten hos kunden och kundens kapacitet att klara ny teknik	Ta hänsyn till kundens svårigheter att ta till sig ny teknik Utbilda kunden innan implementering, exempelvis inom den nya tekniken
Skapa engagemang och attraktionskraft	Skapa förtroende genom hela processen Involvera kunden tidigt i processen t.ex. genom att kunden får välja nivå på sitt engagemang Involvera förebilder som kunden respekterar Använd en effektiv marknadsföring där de viktigaste fördelarna betonas och skapa nya livsstilar runt produkten

Källa: Baserat på (S3C, 2015a).

Skapa en långsiktig förändring i kundens elanvändning genom effektiv återkoppling (kontinuitetsfasen)

Hur återkopplingen av elanvändning sker påverkar kundens vilja att ändra sina vanor och långsiktigt förändra sin elanvändning. Direkt återkoppling där kunden i realtid får återkoppling på sin elanvändning har visat sig vara mer effektivt än indirekt återkoppling där kunden får reda på sin elanvändning först via fakturan (S3C, 2014).

En förutsättning för kunderna att få effektiv återkoppling i kontinuitetsfasen är att elmätarna användas för att ge kunden information och på så sätt ökad kontroll över sin förbrukning. Detta kan åstadkommas till exempel genom en app, en display i hemmet eller liknande. Med information, i nära realtid, om sin förbrukning ges kunder ökad möjlighet att styra sin elanvändning. Genom att koppla den uppmätta förbrukningen till användningen av hushållsutrustning ges de ökad förståelse för sambanden och kunskap att minska förbrukningen. Med information i realtid om elpris och nättariff kan kunden dessutom göra besparingar genom att styra sin förbrukning från hög- till låglastperioder.

För att kunden ska kunna reagera på prissignalerna och mätdata behöver de tillgång till informationen. Enligt de funktionskrav Ei har föreslagit ska smarta mätare utrustas med ett öppet standardiserat gränssnitt så att kund eller tredje part får tillgång till data som registreras i mätaren (Ei, 2015c). Utan det standardiserade gränssnittet riskerar tillgången till data bli komplicerad, vilket utgör ett hinder för efterfrågefleksibilitet.

Effektiv återkoppling kan se olika ut beroende på kundsegment. För industrin kan effektiv återkoppling innebära en uppföljning av genomförda åtgärder för att förändra elanvändningen antingen inom efterfrågefleksibilitet eller energieffektivisering. Denna uppföljning innebär att effekterna av åtgärderna utvärderas och genomförs ofta inom det egna företagets energiledningssystem.

Det europeiska forskningsprojektet S3C undersökte även framgångsfaktorer för att åstadkomma en långsiktig förändring av kundens elanvändning (kontinuitetsfasen). Dessa framgångsfaktorer summeras i Tabell 43.

Tabell 43. Framgångsfaktorer för att åstadkomma en långsiktig förändring av kunders elanvändning bland hushållskunder och små- till medelstora företag

Framgångsfaktorer för uppföljningsfasen	Erfarenheter från tidigare pilotstudier
Effektiv feedback, prissättning och kommunikation	Överväg metoden för återkopplingen såsom direkt och indirekt återkoppling, och att länka återkoppling direkt till råd om åtgärder Ta hänsyn till olika attribut för prissättningen t.ex. hur ofta prisuppdatering sker Möjliggör ett kontinuerligt informationsflöde Samordna återkoppling, prissättning och kommunikationsstrategier
Variation i modeller och metoder för prissättning och återkoppling	Använd en variation i metoder för återkoppling och kanaler för att nå olika kundsegment Skräddarsy prissättningsmodeller för olika kundsegment
Enkel användning	Använd en användarvänliga och intuitiv design Använd pro-aktivt stöd och service (t.ex. med hjälp av sociala medier)
Jämförelser mellan kunder (socialt tryck)	Överväg individuella energisparmål och jämförelsemål
Reflektion och lärande	Följ upp slutanvändarnas förväntningar Ta med kunderna i skapandet av kunskapen

Källa: Baserat på (S3C, 2015a)

Tidiga användare

Vissa kunder är mer benägna än andra att ta till sig nya beteenden. Tidiga användare (Early adopters på engelska) är ett kundsegment som är viktigt under en viss fas i utvecklingen av nya produkter och tjänster. Dessa kunder har andra drivkrafter än de kunder som väntar tills en produkt eller tjänst är etablerad. De tidigare användarna drivs av intresse, övertygelse eller av att vara trendsättare inom ett visst område. Tidigare användare kan bidra till en snabb utveckling då de hjälper företagen som erbjuder produkter och tjänster med att testa och marknadsföra det nya.

Bilaga 4 Elmarknadsmodell för scenarioanalys

En elmarknadsmodell kan användas när man vill förutsäga en elmarknads beteende på längre sikt. Indata till modellen är antaganden om framtida förbrukning liksom produktions- och överföringskapacitet som finns i elsystemet. Modellen utgår från det regelverk som finns idag för elhandel, det vill säga en *energy-only-marknad*. Givet dessa indata försöker man förutsäga hur elmarknaden kommer att se ut i framtiden. Utdata från modellen är elpriset på dagen före-marknaden och kraftverkens produktion och resulterande överföringar mellan länder och prisområden.

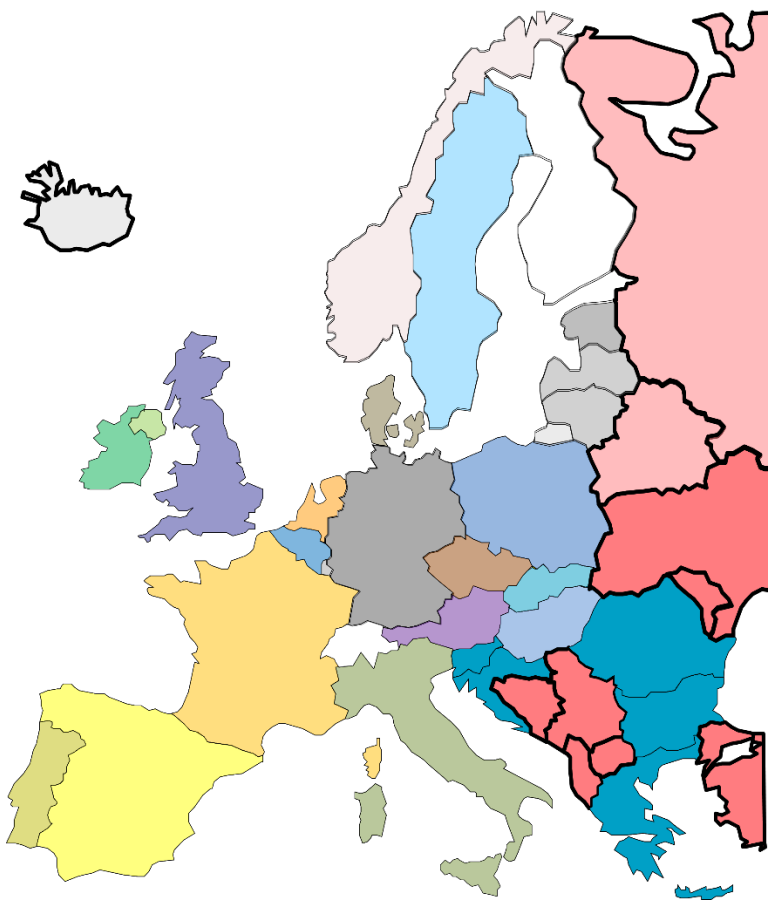
I denna bilaga beskrivs den elmarknadsmodell, Apollo¹⁸⁸, som Ei använder för att visa vilka prisvariationer på dagen före-marknaden vi kan förvänta oss i framtiden. Utöver beskrivning av själva modellen beskrivs också de indata som ingår i scenarierna och resultatet för olika scenarier för 2030.

Apollomodellen

Sveriges elmarknad är direkt sammankopplad med elmarknaderna i Danmark, Norge, Finland, Tyskland, Polen och Litauen, och indirekt med i princip hela Europa. Apollomodellen inkluderar hela EU28 samt Schweiz och Norge vilket illustreras i av Figur 18. Dessa länder är detaljerat modellerade med egen produktion, förbrukning och överföringsförbindelser. Länder utanför detta område modelleras inte med samma detaljnivå utan på en mer aggregerad nivå (i Figur 18 rödfärgade). För länderna utanför EU28 samt Schweiz och Norge är endast pris och kapacitet avgörande för om kraftutbyte sker mellan dessa. T ex Balkanländerna utanför EU, Ukraina/Moldavien samt Turkiet är modellerade som ett utbyte. Utbytet med Ryssland/Vitryssland är modellerat separat för Finland och de baltiska länderna.

¹⁸⁸ TM Sweco

Figur 18. Apollomodellen inkluderar hela EU28 samt Schweiz och Norge. De rödfärgade länderna modelleras inte med samma detaljnivå i modellen



I Apollo definieras ett scenario som en given situation där indata som påverkar elmarknaden är kända. Indata till Apollo är t ex förbrukning, tillgängliga överföringskapaciteter, väderberoende produktion såsom sol- och vindkraft, tillrinning till vattenkraftmagasin, tillgängliga produktions- och överföringskapacitet samt bränslepriser.

För värmekraft finns ett stort antal varianter i form av bränsle, verkningsgrad och min- respektive maxlast. För dessa räknas också start- och stoppkostnader in vilka kommer att påverka priset per MWh.

För att representera efterfrågefleksibilitet i modellen finns två alternativ: flytt av elanvändning och reduktion av elanvändning. Flytt av elanvändning kan begränsas i antal gånger det kan göras per dygn liksom hur många timmar elanvändningen kan flyttas. För reduktion av elanvändning kan man styra vilka timmar detta kan ske och därigenom begränsa antalet tillfällen per dygn.

Modellen har också möjlighet att inkludera energilager. Lagrets storlek motsvarar en lagring under en timme, 1 MW i effekt kan alltså ha 1 MWh i lager. Förlusterna för att använda lager uppgår till 5 procent. I modellen görs antagandet att lagret används inom en vecka.

Utdata från Apollo är framförallt priset på dagen före-marknaden och produktionen timme för timme. Utdata är lösningen till ett optimeringsproblem där kostnaden för elproduktion minimeras med bivillkoren att vi har lastbalans (dvs. produktion + import = last – bortkopplad last + export) inom varje elområde där hänsyn tas till begränsningar i produktions- och överföringskapacitet.

Scenarier för 2030

Inom uppdraget formulerar vi framtidsbilder för 2030 genom att definiera scenarier i Apollo med olika parametrar för indata. Scenarierna består av ett referensscenario och flera alternativscenarier. Referensscenariot bygger på Swecos bedömning av en trolig utveckling av kraftsystemet i Europa fram till 2030 och levereras med elmarknadsmodellen Apollo. Ei har dock justerat detta underlag med avseende på vindkraften i Sverige så att nivån ligger i linje med den energiöverenskommelsen som träffades mellan Socialdemokraterna, Moderaterna, Miljöpartiet, Centerpartiet och Kristdemokraterna i juni 2016¹⁸⁹.

Förutom referensscenariot har vi inom uppdraget tagit fram alternativscenarier där vi varierar antaganden för sol- och vindkraft, lager, efterfrågefleksibilitet, och elanvändningen vid en hög andel elbilar i elsystemet för att se hur dessa indata påverkar prisvariationerna på dagen före-marknaden och nyttan av efterfrågefleksibilitet.

Referensscenario

Modifieringen i referensscenariot är att den förnybara kraften ökas med 18 TWh mellan 2020 och 2030 såsom det beskrivs i energiöverenskommelsen. Det mesta av de 18 TWh kommer från vindkraft (17 TWh) medan resten är biokraftvärme.

Grundantaganden i scenarierna bygger på att den existerande marknadsmodellen fortsätter. EU-länderna fortsätter också att stödja förnybar produktion i den mån det behövs för att uppnå väldefinierade mål. Systemet med utsläppshandel, EU ETS antas fortsätta. Priserna på utsläppsrätter är satta enligt IEA New Policy. Enskilda länders mål för att minska koldioxidutsläppen är inkluderade i referensscenariot. De mål som annonserats tas således med i referensscenariot även om alla åtgärder för att uppnå målen inte har preciserats.

Nedan följer de viktigaste antagandena i globala faktorer som referensscenariot baseras på såsom bränslepriser och enskilda antaganden för det svenska och nordiska kraftsystemet.

¹⁸⁹

<http://www.regeringen.se/contentassets/b88f0d28eb0e48e39eb4411de2aabe76/energioverenskommelse-20160610.pdf>

Bränsle- och koldioxidpriser

År 2016 har endast ett land inom EU ETS koldioxidskatt utöver utsläppsrätternas kostnad för produktion i fossilkraftanläggningar, nämligen Storbritannien. Det finns inte med i modellen men är inte något problem eftersom skatten i Storbritannien fungerar som ett golv för utsläppspriset. De koldioxidpriser vi använder överstiger golvet. Andra länder som Frankrike planerar för golv- och tak för utsläppsrätternas pris. Detta har inte heller tagits hänsyn till i modellen.

I Tabell 44 presenteras bränslepriser och priset för utsläppsrättigheter för koldioxid som använts i scenarierna.

Tabell 44. Bränsle- och koldioxidpriser i samtliga scenarier

Kolpris (USD/ton)	Gaspris (EUR/MWh)	Utsläppsrätter (EUR/ton)
89	29	28

Källa: Sweco

Förbrukning

Förbrukningen för perioden fram till 2030 förväntas öka svagt utifrån Swecos analyser¹⁹⁰. För Norden ser förbrukningen ut enligt Tabell 45 för år 2020 och 2030. Förbrukningsökningen för 2020 motsvarar 0,25 procent per år för de nordiska länderna tillsammans.

Tabell 45. Förbrukning i TWh för Nordens länder i samtliga scenarier

År	Sverige	Norge	Finland	Danmark	Total
2020	138,8	134,1	89,1	35,3	397
2030	142,2	138,4	93,8	38,7	413

Källa: Sweco

För de övriga EU-länderna samt Schweiz varierar förbrukningstillväxten mellan 0,4 procent (Tyskland) och 1,3 procent (Spanien). Historiskt sett är det låga tillväxttal men en fortsatt energieffektivisering och en allmänt låg befolkningstillväxt gör att förbrukningen inte förväntas öka mer. En osäkerhetsparameter är förstås transportsektorns utveckling. Till 2030 är det dock lite som talar för en massiv tillväxt av elanvändningen i transportsektorn i Norden. Därför antas i referensscenariot en mycket liten ökning av förbrukningen på grund av en förändrad elanvändning i transportsektorn.

Kärnkraft

De fyra kärnkraftsaggregat som beslutats avvecklas till 2021 kommer att stängas enligt plan i referensscenariot. Medan de övriga sex anläggningar, Oskarshamn 3, Forsmark 1-3 och Ringhals 3 och 4 anpassas till de nya säkerhetskraven och

¹⁹⁰ Källorna som Sweco baserar sina analyser på finns listade i slutet av denna bilaga.

fortsätts att drivas. Vid 2030 kommer Olkiluoto 3 i Finland ha tagits i drift liksom den nya anläggningen i norra Finland, Pyhäjoki. De två kärnkraftverken i Lovisa i södra Finland planeras att stängas efter 60 år och ersätts inte av någon ny anläggning i referensscenariot. Lovisa 2 stängs dock inte förrän i slutet av 2030 och är alltså med i simuleringarna.

I övriga Europa förväntas den totala installerade effekten i kärnkraft minska. Två länder, Schweiz och Tyskland fullföljer sina avvecklingsplaner medan viss nybyggnad sker i länder som Storbritannien och Frankrike. Frankrike avvecklar samtidigt några anläggningar men till 2030 förväntas ingen större nettoändring i kapacitet.

Förnybar produktion

I dagsläget finns mål för förnybar produktion per land formulerade av EU för 2020. För Sveriges del beräknas målet uppfyllas med hjälp av elcertifikatsystemet. För övriga länder, med något enstaka undantag, är utgångspunkten densamma. Inom förnybarhetsdirektivet ställs krav på nationella planer för förnybar energi till 2020 (NREAP¹⁹¹). Dessa krav är utgångspunkten för de satta nivåerna på förnybar produktion för år 2020 för de enskilda länderna i referensscenariot. För perioden efter 2020 antas utvecklingen i Sverige följa energiöverenskommelsen. För de övriga nordiska länderna förutspås en blygsam utveckling av förnybar produktion. Exempelvis Norge har beslutat sig för att inte förlänga elcertifikatsystemet efter 2020. Vissa länder på kontinenten har preciserat framtida mål för år efter 2020 (oftast 2050-mål) och då har dessa använts för skapa indata i modellen. Ett sådant land är Tyskland som tydliggjort långsiktiga mål samtidigt som de aktivt arbetar med dessa och publicerar tänkta tillväxttal per år för till exempel vindkraft. Med hjälp av tillväxttal per år kan indata till modellen beräknas för att bestämma nivåer för förnybar produktion enskilda år.

För Sverige antas en viss utbyggnad i biokraftvärme efter 2020 och fram till 2030. Vindkraften i Sverige antas öka från 2020 till 2030 med cirka 4 900 MW från målet 2020 på 6 700 MW.

Utbyggnad av nätet

Det finns ett stort antal planer för det europeiska stamnäten, både interna förstärkningar i enskilda länder men också ökad kapacitet på överföringsförbindelser mellan länder och prisområden. Dessa samlas in av stamnätsföretagens europeiska organisation (ENTSO-E) som regelbundet publiceras rapporter med 10-15 årsplaner¹⁹². Tabell 46 visar de nya och de utökade (angivna med +) överföringsförbindelserna mellan Norden och angränsande länder som finns med i modellen för 2030. Det finns alltid ett stort antal projekt på diskussionsstadiet men de nedan listade finns med i de prioriterade projekten hos stamnätsoperatörerna. Tidplaner är alltid osäkra och kapaciteter diskuteras också löpande. För Norden finns utöver dessa planer även planer på kablar mellan Polen och Danmark liksom en ytterligare kabel mellan Danmark och Storbritannien.

¹⁹¹ <https://ec.europa.eu/energy/en/topics/renewable-energy/national-action-plans>

¹⁹² <https://www.entsoe.eu/major-projects/ten-year-network-development-plan/Pages/index.html>

Tabell 46. Överföringskapacitet mellan länder

Förbindelser mellan länder	Kapacitet (+ är utökning)
NO-DE	1 400
NO-UK	2 800 (1 400+1 400)
DK1-NL	700
DK1-DE	+1 220 (720+500)
DK1-UK	1 400
DK2-DE	+1 000 (600+400)
SE-DE	+600

Källa: Sweco

För Sveriges del finns också interna förstärkningar som Sydvästlänken och en ökad kapacitet mellan norra och södra Sverige med i modellen.

Alternativscenarier

Ei har inom uppdraget också tagit fram ett antal alternativscenarier som har samma indata som referensscenariot men där kärnkraften antas avvecklas till 2030 och istället ersättas med förnybar elproduktion. Vi har även ett scenario där vi antar en stor integration av lager hos kunder med egen solkraftsproduktion. Det är enbart i Sverige som förändringar införs i alternativscenarierna, i övriga Europa antas förutsättningarna vara desamma som i referensscenariot. Oförändrande antaganden och förutsättningar för övriga Europa medför att skillnaderna mellan scenarierna alltid kommer vara relativt små eftersom Sverige är en liten del av Europa. Alternativscenarierna kallas: *Vind*, *Sol* och *Lager*. För dessa har vi analyserat vilken påverkan efterfrågefleksibilitet och integration av elbilar kan komma att få på prisvariationer på dagen före-marknaden.

Nivåer på vindkraft- och solkraftsproduktion

I samtliga alternativscenarier är kärnkraften utfasad och bortfallet i energi på grund av utfasningen ersätts istället med förnybar elproduktion. I scenariot *Vind* så ersätts kärnkraften enbart med vindkraft vilket motsvarar en vindkraftproduktion på 50 TWh. I scenariot *Sol* ersätts kärnkraften med 11 TWh sol och 39 TWh vindkraft. Antagandet 11 TWh solkraftsproduktion motsvarar i yta ett användande av ungefär en femtedel av takytan i Sverige (Kamp, 2013). Nivån 10 TWh är vad Energimyndigheten räknar med för år 2035 i sina scenarion "Legato" och "Vivace" i rapporten *Fyra framtider* (Energimyndigheten, 2016b).

Lager hos kunder med egen solkraftsproduktion

Batterilager och andra typer av energilager förväntas utvecklas mycket de kommande 10-15 åren. I scenariot *Lager* antar vi att lager kommer att installeras i kombination med solkraft hos kund.

Antagandet om vilket kapacitet som finns installerad i form av lager hos kunder 2030 baserar vi på en tysk prognos omräknad till svenska förhållanden.

Prognosen från trend:research visar att 600 000 batterienheter på 3 kW kommer att finnas installerade hos kunder i Tyskland år 2030 (Trend:research, 2016), vilket motsvarar 1 800 MW. År 2030 kommer Tyskland enligt prognosen att ha 66 700 MW solkraft installerat. Installerad effekt lager per installerad effekt solkraft är således 1 800/66 700, det vill säga 0,027 MW lager per MW solkraft. I scenariot *Sol* antar vi 10 TWh i solkraftsproduktion hos kunder vilket motsvarar 10 657 MW. Om vi antar samma penetrationsgrad som i Tyskland så blir den installerade effekten i batterilager 287 MW i Sverige¹⁹³. I scenariot *Lager* antas därför en installerad effekt på 287 MW i lager hos kund med egen solkraftsproduktion. Funktionen batterilager i modellen kan lagra 1 MWh per 1 MW. Lagret antas kunna lagra energi under en vecka, men inte mellan veckor.

Elbilar

Elbilar finns på marknaden idag men utgör en mycket liten del av det totala bilbeståndet. En ökad andel elbilar är att förvänta om man tittar på politikernas mål för Sverige. I regeringens proposition *En sammanhållen svensk klimat- och energipolitik – Klimat* (prop. 2008/09:162) redogörs för den "långsiktiga prioriteringen" att Sverige 2030 bör ha en fordonsflotta som är oberoende av fossila bränslen.

För att se hur en hög penetration av elbilar påverkar prisnivåerna och prisvariationerna har vi för scenarierna *Vind*, *Sol* och *Lager* även gjort simuleringar med en stark expansion av elbilar i Sverige. Vi antar att cirka 40 procent av bilflottan ersätts av elbilar vilket motsvarar en årlig elanvändning på 4,2 TWh. Nivån ligger i linje med SOU 2013:84 *Fossilfrihet på väg* för fallet¹⁹⁴ där man räknar med ett stort genomslag av åtgärder för främjande av el- och vätgasbilar (SOU, 2013).

En fråga som har stor betydelse för elbilarnas påverkan på kraftsystemet är frågan om när och hur elbilarna laddas. Eftersom elbilsutvecklingen är i sin linda finns begränsade erfarenheter av verkliga förhållanden. Men Wikström har gjort en sammanställning av data från körjournaler och enkäter i rapporten *Elbilsupphandlingen – Socio-teknisk utvärdering av laddfordon och deras användare 2011-2014* som visar att de elbilar som används som förmånsbilar, alltså för privat bruk, laddar hemma till 70 procent (Wikström, 2014).

Den överväldigande majoriteten elbilar i våra scenarier med elbilar förväntas vara för privat användning. Vi har antagit att elbilsladdningen framförallt kommer ske hemma hos bilnehavaren och har därför använt laddningsmönster från Grahn som kallas *hemmaladdning* (Grahn, et al., 2013). *Hemmaladdning* innebär att majoriteten av elbilsladdningen sker hemma men viss laddning sker på annan plats.

I scenarierna med elbilar har vi överlagrat den aggregerade laddprofilen för Sverige för 2030 på grundprofilen utan elbilar och därmed fått en relevant profil för ett scenario med drygt 4 TWh ökad förbrukning relaterat till elbilar. Med

¹⁹³ 0,027 gånger 10 657 MW, vilket ger oss 287 MW.

¹⁹⁴ Fallet benämns Fall A i rapporten SOU 2013:84 "Fossilfrihet på väg".

antagen penetration av elbilar kommer förbrukningstoppen öka med cirka 1 000 MW.

Efterfrågefleksibilitet

För att se hur efterfrågefleksibilitet påverkar prisnivåerna och prisvariationerna har vi för scenarierna *Vind*, *Sol* och *Lager* även gjort simuleringar med och utan efterfrågefleksibilitet. Scenarierna med efterfrågefleksibiliteten inkluderar både flytt av elanvändning relaterat till uppvärmningen i småhus med elvärme och en reduktion av elanvändning vid höga elpriser inom industrin. Nivåerna för efterfrågefleksibiliteten i scenarierna har satts lika med den tekniska potentialen för kundsegmenten hushåll, elintensiv industri och övrig industri som presenterades i kapitel 2 i huvudrapporten.

För hushållskunderna innebär efterfrågefleksibiliteten att de flyttar elanvändning för uppvärmning. Därför är potentialen säsongsberoende. Eftersom flytt av värmelaster sker till närliggande timmar är det prisskillnaden och inte den absoluta prisnivån som skapar det ekonomiska incitamentet. I simuleringen antar vi att värmelast flyttas om prisskillnaden mellan timmar är minst 10 procent. Elanvändningen för uppvärmning kan antas kunna flyttas mellan en till tre timmar utan komfortminskning för kunden (IVA, 2015). Exempelvis spelar boyta och värmetrögheten i småhuset roll för hur många timmar uppvärmningen kan flyttas. I simuleringen antar vi att 50 procent av potentialen i hushållssektorn kan flyttas en timme utan komfortminskning för kunden, 30 procent kan flyttas två timmar och 20 procent kan flyttas 3 timmar.

Vi antar att industriföretag reagerar på absoluta prisnivåer, där elpriser på 200 EUR per MWh antas krävas för att potentialen för efterfrågefleksibilitet ska realiseras (NEPP, 2016). Potentialen inom industrin är i form av effektreduktioner och uppgår till 2 000 MW. Denna reduktion finnas bara tillgänglig ett fåtal gånger per år (NEPP, 2015). I simuleringarna antar vi att industriföretagens potential finns tillgänglig enbart en gång per dygn mellan 17-19 på vardagar.

Sammanfattning av scenarierna

Tabell 47 sammanfattar referensscenariot och alternativscenarierna: *Vind*, *Sol* och *Lager*.

Tabell 47. Sammanfattning av referensscenariot och de alternativscenarierna för Sverige

Scenario	Förbrukning	Kärnkraftsproduktion	Vindkraftsproduktion	Solkraftsproduktion	Lager hos kund
Referens	142 TWh	50 TWh	39 TWh	0	0
Vind	142 TWh	0	50 TWh	0	0
Sol	142 TWh	0	39 TWh	11 TWh	0
Lager	142 TWh	0	39 TWh	11 TWh	287 MW

Källa: Ei

För alternativscenarierna genomförde vi även simuleringar med och utan elbilar och efterfrågefleksibilitet enligt nivåerna i Tabell 48.

Tabell 48. Antagande om efterfrågefleksibilitet och elbilar för Sverige

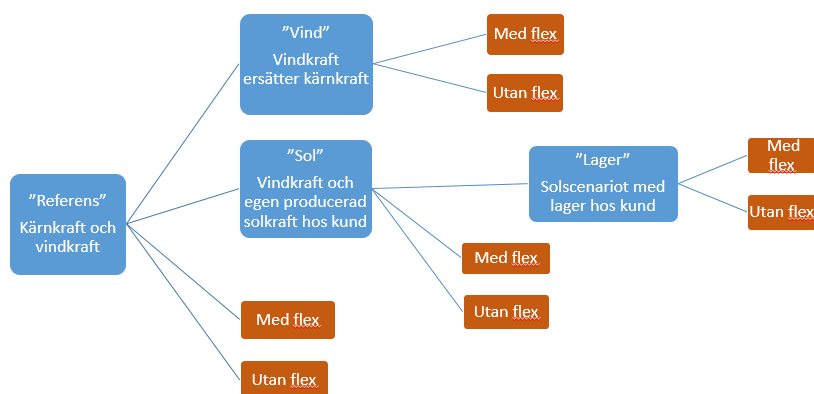
Elbilar	4,3 TWh (laddning primärt i hemmet)
Efterfrågefleksibilitet	Hushåll - flytt vid 10 % prisskillnad mellan timmar 5 500 MW – vinter 3 000 MW – vår 1 500 MW – sommar 4 500 MW – höst Industri - reduktion 2 000 MW för 200 EUR

Källa: Elbilar enligt SOU 2013:84 och källorna för potentialen för efterfrågefleksibilitet redovisas i bilaga 3

Alla de scenarier vi får när vi introducerar elbilar och efterfrågefleksibilitet kan illustreras i scenarioträd. För fallet utan elbilar får vi totalt åtta scenarier, se Figur 19. För fallet med elbilar har vi också totalt åtta scenarier, se Figur 20. Scenarier med efterfrågefleksibilitet i nivåer enligt Tabell 48 är de vi kallar *Med flex*. Huvudprincipen är att jämföra ett scenario i taget med och utan efterfrågefleksibilitet och därmed kunna beräkna nyttan av flexibiliteten i termer av effektivitetsvinster på dagen före-marknaden.

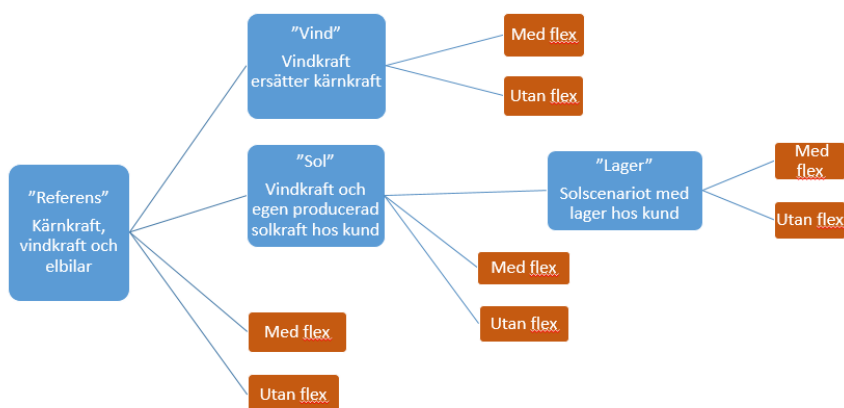
Figur 19. Scenarioträd för fallet utan elbilar vilket genererar 8 scenarier

Utan elbil



Figur 20. Scenarioträd för fallet med elbilar vilket genererar 8 scenarier

Med elbil



Resultat från simuleringar

Hur efterfrågefleksibilitet påverkar årsmedelpriser, antalet högpristimmar och lågpristimmar samt prisvariationer för 2030 studeras i de olika scenarierna med och utan elbilar. Vi studerar även hur efterfrågefleksibiliteten kan påverka priskurvan en enskild vecka.

Prisnivåer – påverkan av bränsle- och koldioxidpriser

Årsmedelpriserna för samtliga scenarier som redovisas i Tabell 49 har fördubblats jämfört med det historiska årsmedelpriset 2015¹⁹⁵. Detta beror framförallt på högre bränsle- och koldioxidpriser. I våra scenarier varierar vi inte dessa parametrar utan antar att priserna är enligt de nivåer som är satta i referensscenariot. Inom regeringsuppdraget *Ökad andel variabel elproduktion* (Ei R2016:14) genomförde Ei scenarier med samma bränsle- och koldioxidpriser som inom detta uppdrag men också med lägre bränsle- och koldioxidpriser. Ei kunde konstatera inom uppdraget *Variabel elproduktion* att det är framförallt dessa två parametrar, bränsle- och koldioxidpriser, som påverkar årsmedelpriset. I scenariot med lägre priser än vad vi använder här kommer årsmedelpriset hamna på samma nivåer som dagens priser.

Produktionsmixen har också en stor inverkan på prisnivån. Denna påverkan kan vi analysera genom att jämföra årsmedelpriserna för de olika scenarierna i Tabell 49. Den största påverkan på årsmedelpriset får vi om vi ersätter kärnkraften med vind- och solkraftsproduktion samt introducerar lager hos kunder. Jämför vi prisnivån mellan scenarierna *Referens* och *Lager* i Tabell 49 skulle en sådan förändring medföra att årsmedelpriset ökar med cirka 10 EUR/MWh, vilket motsvarar en ökning med 20 procent.

¹⁹⁵ Årsmedelpriset för Nord Pool spotpriser år 2015 var 22,2 EUR per MWh.

Tabell 49. Årsmedelpriser (EUR/MWh) för elområde SE3 för de olika scenarierna utan elbilar och utan efterfrågeflexibilitet

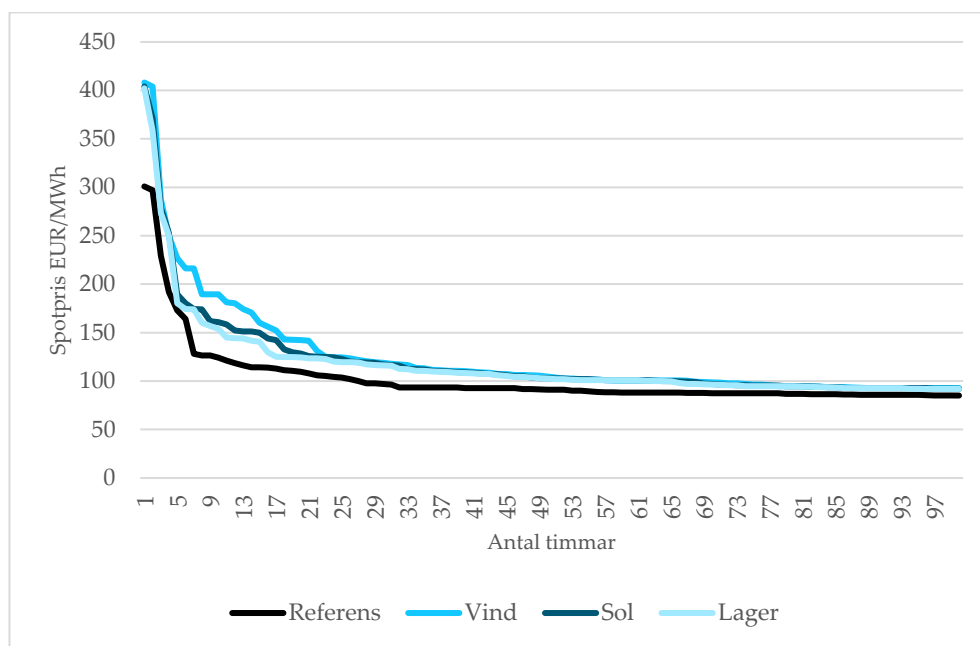
Scenarier	Utan elbilar och utan flex
Referens	47,9
Vind	59,0
Sol	59,7
Lager	59,8

Källa: Ei

Genom att studera siffrorna i Tabell 49 kan vi dra slutsatsen att det ökade årsmedelpriset i huvudsak beror av att kärnkraften ersätts med vindkraft. Mer vindkraft sänker priset medan mindre kärnkraft ökar priset. Resultatet visar dock att nettoeffekten av att ersätta kärnkraften med vindkraft leder till en ökning av årsmedelpriset. Denna slutsats är i linje med tidigare studier för 2030 inom NEPP-projektet¹⁹⁶.

Som Figur 21 visar är högpristimmarna fler till antalet i scenariot *Vind* med utfasad kärnkraft jämfört med scenariot *Referens*. Kärnkraften har en dämpande effekt på pristopparna vid mycket installerad vindkraft i systemet. Om vi jämför antalet högpristimmar i scenariot *Vind* mot scenariot *Sol* i Figur 21 kan vi se att om 10 TWh vindkraft byts ut mot solkraft så minskar antalet högpristimmar. Solkraftsproduktionen finns tillgänglig stunder då det inte blåser vilket resulterar i färre antal högpristimmar. I scenariot *Lager* har kunderna möjlighet att lagra egen produktion vilket reducerar antalet högpristimmar ytterligare.

Figur 21. De 100 timmarna med högst pris under året för scenarierna utan elbilar och utan efterfrågeflexibilitet



¹⁹⁶ http://www.nepp.se/pdf/Hur_paverkas_elsystemet_Unger.pdf

Prisnivåer – påverkan av efterfrågefleksibilitet, lager och elbilar

Efterfrågefleksibilitet, lager och elbilar har relativt liten påverkan på årsmedelpriset. Om man jämför priserna för de olika scenarierna i Tabell 50 är det marginella effekter på priset. Efterfrågefleksibilitet påverkar dock årsmedelpriset mest av dessa tre faktorer. Om efterfrågefleksibilitet kommer med i prisbildningen på dagen före-marknaden kommer årsmedelpriset öka. I *Referens* med eller utan elbilar så ökar årsmedelpriset med 0,6 procent när man inkluderar efterfrågefleksibilitet.

Anledningen att priset ökar med efterfrågefleksibilitet är att flytten av elanvändning görs både under lågpristimmar och högpristimmar, bara prisskillnaden mellan timmar är minst 10 procent. Scenarierna för 2030 utgår från ett elsystem med goda överföringsförbindelser vilket resulterar i att antalet högpristimmar är få jämfört med antalet lågpristimmar. Det innebär att flytten av elanvändning resulterar i att allt fler "dalar" fylls än "toppar" kapas av priskurvan. I kombination med en större prispåverkan vid låga priser resulterar det i en ökning av årsmedelpriset.

Reduktion av elanvändning aktiveras sällan då timmar med höga elpriser (minst 200 EUR per MWh) enbart inträffar 2 till 9 timmar per år i de olika scenarierna, se Figur 21. Det är endast när det är knapphet i systemet med höga elpriser som vi antar att industrins efterfrågefleksibilitet kommer att realiseras.

Elmarknadsmodellen utgår från ett normalår med normala väderförhållanden.

Pristopparna under riktigt kalla vintrar är därmed inte representerade i modellen.

Under normala år är elpriser över 200 EUR per MWh ovanliga, mycket på grund av de goda överföringsförbindelserna i elsystemet.

Tabell 50. Årsmedelpriser (EUR/MWh) för elområde SE3 för de olika scenarierna

Utan elbil	Utan flex	Med flex	Påverkan flex
Referens	47,9	48,2	+ 0,6 %
Vind	59,0	59,1	+ 0,2 %
Sol	59,7	59,9	+ 0,2 %
Lager	59,8	59,9	+ 0,3 %
Med elbil	Utan flex	Med flex	Påverkan flex
Referens	49,3	49,6	+ 0,6 %
Vind	59,9	60,1	+ 0,3 %
Sol	60,7	60,8	+ 0,2 %
Lager	60,7	60,9	+ 0,3 %

Källa: Ei

Efterfrågefleksibilitet minskar antalet högpristimmar och minskar antalet timmar med nollpriser. Detta resultat gäller för samtliga scenarier men visas för scenariot *Vind* i Tabell 51.

Tabell 51. Efterfrågefleksibilitetens påverkan på antalet timmar med priser över 100 EUR/MWh och antalet nollpristimmar för elområde SE3 och scenarier utan elbilar

	Vind utan flex	Vind med flex
Antalet timmar med spotpriser över 100 EUR/MWh	67	50
Antalet nollpristimmar (<0,5 EUR/MWh)	146	99

Källa: Ei

I Tabell 51 visas antalet timmar med spotpriser över 100 EUR/MWh (högpristimmar) och antalet timmar med spotpriser under 0,5 EUR/MWh (nollpristimmar) för fallen med och utan efterfrågefleksibilitet. Att antalet högpristimmar minskar beror av att pristoppar kan kapas när kunder flyttar sin elanvändning från högprisperioder till lågprisperioder.

Att antalet timmar med nollpriser minskar beror på att kunder genom att vara flexibla i sin elanvändning kan använda mer el under perioder med lågt elpris när vi har mycket vindkraftsproduktion. Ett minskat antal timmar med nollpris är att föredra ur ett systemperspektiv eftersom det ger ett bättre investeringsklimat för vind- och solkraftsproduktion.

Det är svårt att se några stora skillnader mellan scenarierna utan elbilar respektive med elbilar. Fallet med elbilar innebär en generellt högre elanvändning än fallet utan elbilar, vilket leder till högre prisnivåer. Även antagandet om hemmaladdning medför att kvällstoppen i förbrukningen kommer att öka, vilket innebär att förbrukningsökningen kommer ske när elpriset redan är högt.

Prisvariationer

Norden har historiskt sett haft en relativt låg prisvolatilitet på dagen före-marknaden jämfört med exempelvis Tyskland och andra länder med en större andel variabel elproduktion. Nordens låga prisvolatilitet brukar tillskrivas en god tillgång på flexibel vattenkraft.

visar volatiliteten mätt i standardavvikelse på årsbasis för spotpriserna på dagen före-marknaden perioden 2000–2015. Det år som sticker ut är 2010 då vi hade en väldigt kall vinter i Sverige och priset på dagen före-marknaden vissa timmar gick ända upp till 1 400 EUR/MWh.

Tabell 52. Prisvariationer i spotpriset för 2000 till 2015

År	Standardavvikelse
2000	10,17
2001	8,28
2002	16,94
2003	15,18
2004	4,59
2005	5,65
2006	12,45
2007	10,41
2008	16,11
2009	23,26
2010	45,04
2011	15,60
2012	15,30
2013	8,87
2014	6,77
2015	9,74

Källa: Nord Pool

För att mäta prisvolatiliteten kan man använda både den relativa och absoluta standardavvikelsen. Den relativa standardavvikelsen använder vi för att jämföra prisvolatiliteten 2015 med 2030. Eftersom dessa två år har olika förutsättningar med vitt skilda bränsle- och koldioxidpriser är det stor skillnad på årsmedelpriset. Genom att använda den relativa standardavvikelsen kan vi kompensera för att de olika scenarierna inte har samma årsmedelpris. Resultatet i Tabell 53 visar att den relativa prisvolatiliteten 2030 kommer att vara något lägre än volatiliteten i spotpriserna för 2015.

Tabell 53. Relativ standardavvikelse för historiska spotpriser 2015 och för simulerade spotpriser i referensscenariot 2030 utan elbilar och utan efterfrågefleksibilitet

År 2015	Referens 2030
0,44	0,40

Källa: Nord Pool för 2015 och Ei för 2030

Minskade prisvariationer 2030 kan verka förvånande när många haft föreställningen att en ökad andel förnybar produktion kommer leda till ökad prisvolatilitet då denna typ av produktion är väderberoende och inte är lika styrbar som kärnkraft. Vårt modellresultat visar på det motsatta - prisvolatiliteten förväntas snarare minska något 2030 jämfört med 2015. Förklaringen är det europeiska stamnätet och hur detta förväntas förstärkas till 2030. Överföringskapacitet till omvärlden förväntas förbättras till 2030 både genom förstärkningar av befintliga förbindelser såväl som nya överföringsförbindelser mellan länder. Genom handel med andra länder kommer resurserna kunna

utnyttjas effektivare. Speciellt den förnybara produktionen kommer genom sammanlagringseffekter bli mindre stokastisk och kunna utnyttjas effektivare.

När kärnkraften ersätts med förnybar produktion kommer prisvolatiliteten att öka marginellt, se Tabell 54. Detta resultat är förväntat eftersom den förnybara produktionen är stokastisk till sin natur. Införande av lager hos kund har en dämpande effekt på volatiliteten.

Tabell 54. Absolut standardavvikelse för spotpriser i scenarierna år 2030 utan elbilar

Referens	Vind	Sol	Lager
19,0	19,5	18,6	18,3

Källa: Ei

Efterfrågefleksibilitet förväntas minska prisvolatiliteten när den är med i prisbildningen på dagen före-marknaden. Detta är i linje med resultaten i Tabell 55. Efterfrågefleksibilitet har störst dämpande effekt på prisvolatiliteten i ett scenario med mycket vindkraft. I fallet med en hög penetration av elbilar när laddningen inte styrs kommer efterfrågefleksibilitet att minska prisvolatiliteten i större omfattning än utan elbilar. Lägst prisvolatilitet är i scenariot Lager där kunders lagermöjligheter möjliggör att använda lagrad elproduktion under högpristimmar och använda el från elnätet framförallt under lågpristimmar, vilket har en utjämnade effekt på priskurvan.

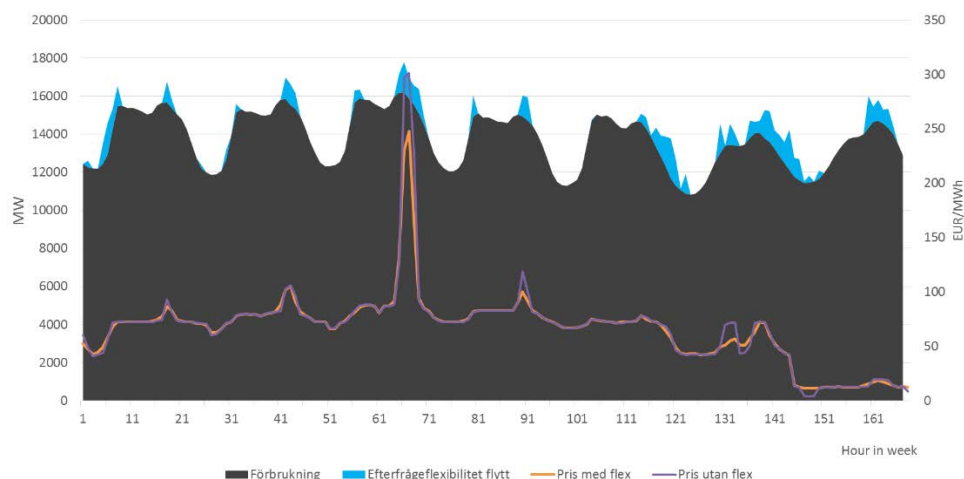
Tabell 55. Absolut standardavvikelse som ett mått på prisvolatilitet för de olika scenarierna med och utan efterfrågefleksibilitet

Utan elbil	Utan flex	Med flex	Påverkan av flex
Referens	19,0	17,6	-1,4
Vind	19,5	17,9	-1,6
Sol	18,6	17,4	-1,2
Lager	18,3	17,3	-1,0
Med elbil	Utan flex	Med flex	Påverkan av flex
Referens	19,3	17,9	-1,4
Vind	19,8	18,0	-1,8
Sol	18,9	17,5	-1,4
Lager	18,6	17,3	-1,3

Källa: Ei

Efterfrågeflexibiliteten kan också påverka prisbildningen för enskilda veckor med höga priser. I modellsimuleringarna inträffar det högsta priset under vecka 51. Nedan visas i ett antal grafer hur priserna förändras i de olika scenarierna.

Figur 22. Efterfrågeflexibilitetens påverkan på priskurvan för referensscenariot utan elbilar. Blått i figuren är flyttad elanvändning. Axeln till vänster är effekt och axeln till höger är elpriset. Elområde SE3



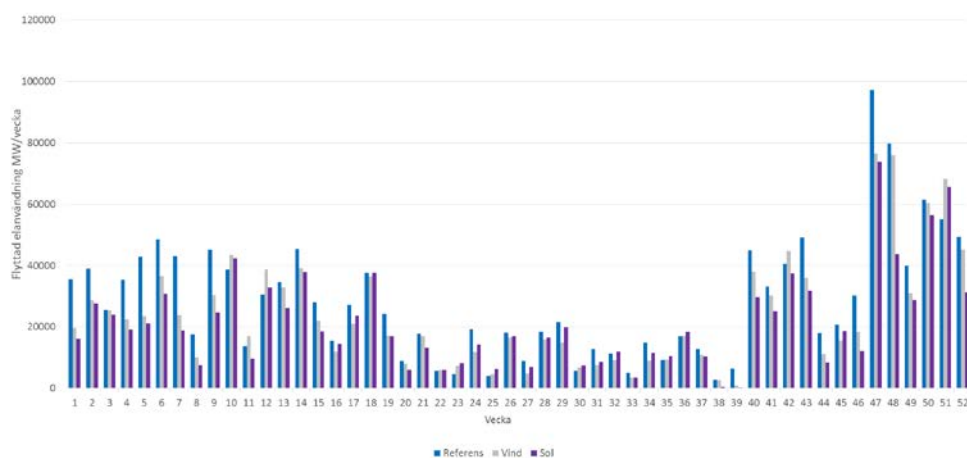
Enligt Figur 22 ger efterfrågeflexibilitet i referensscenariot en reduktion av högsta priset med cirka 53 EUR per MWh. Priskurvorna i

Figur 22 visar att vi i referensscenariot har mycket stabila priser i övrigt med små variationer och de lastförflyttningar som sker ger inte upphov till några prisförändringar.

Flexibilitet i form av flyttad elanvändning

Figur 23 visar flyttad elanvändning per vecka för scenarierna *Referens*, *Vind* och *Sol*. Eftersom flytten av elanvändning är relaterad till uppvärmning så finns det ett tydligt säsongsberoende.

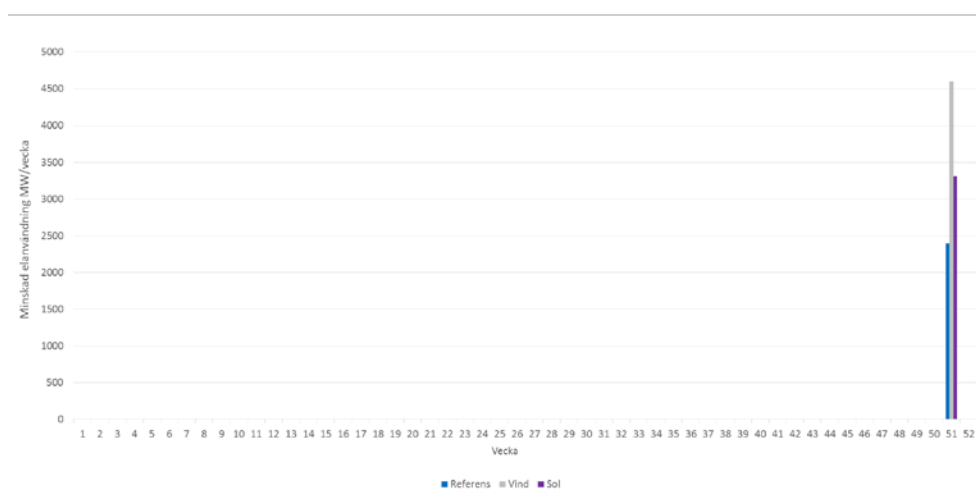
Figur 23. Flyttad elanvändning per vecka (MW/vecka) för de olika scenarierna med elbilar. Elområde SE3



Flexibilitet i form av minskad elanvändning

Minskad elanvändning antas genomföras av elintensiv industri vid höga elpriser, över 200 EUR per MWh. Figur 24 visar vilka veckor under året som denna efterfrågefleksibilitet realiseras. Det är enbart under vecka 51 som elpriser i nivåer över 200 EUR per MWh uppstår och flexibiliteten används. Som nämnts tidigare är det ett välutbyggt europeiskt stamnät som möjliggör att stora mängder el kan importeras till gaskraftpriser (66 EUR per MWh). Antalet timmar med priser över 200 EUR per MWh är därför mycket lågt i samtliga scenarier och varierar mellan 3 och 9 stycken i fallet med elbilar. Viktigt att komma ihåg är också att förbrukningen per timme i modellen motsvarar ett normalår. Maxeffekten är därför alltså inte större än drygt 25 000 MW för Sverige.

Figur 24. Minskad elanvändning per vecka (MW/vecka) för de olika scenarierna med elbilar i elområde SE3



Nyttan av efterfrågefleksibilitet på dagen före-marknaden

Den totala välfärden i samhället på grund av att el produceras och konsumeras utgörs av summan av producentöverskottet, konsumentöverskottet och flaskhalsintäkterna. Vi beräknar samhällets effektivitetsvinst utifrån hur den totala välfärden förändras i modellkörningarna med och utan efterfrågefleksibilitet.

En fullgod beräkning av effektivitetsvinsterna på grund av ökad efterfrågefleksibilitet genom en minskad elanvändning är svår att göra i modellen. Modellen är bättre lämpad för en jämförelse av nyttorna i fallen där elanvändningen flyttas mellan timmar. Effektivitetsvinsten beräknas därför enbart för efterfrågefleksibiliteten som innebär en flytt av elanvändningen, det vill säga de nivåer som redovisas för hushållssektorn i Tabell 48.

En stor del av nyttan tillfaller producenterna med låg marginalkostnad beroende på att flytt sker från timmar med lågt pris till timmar med mycket lågt pris. Därmed ökar producentöverskottet medan konsumentöverskottet minskar med efterfrågefleksibilitet. Nettoeffekten är positiv och vi får en effektivitetsvinst för samhället på mellan 41 till 69 miljoner euro per år. I

Tabell 56 redovisas den totala effektivitetsvinsten i Sverige per scenario av en ökad efterfrågefleksibilitet (endast flytt av elanvändning).

Tabell 56. Den totala effektivitetsvinsten i Sverige per scenario av en ökad efterfrågefleksibilitet (endast flytt av elanvändning)

Scenario	Total nytta i fallet utan elbilar (M EUR/år)	Total nytta i fallet med elbilar (M EUR/år)
Referens	69	70
Vind	46	54
Sol	41	47
Lager	42	42

Källa: Ei

Om enbart 50 procent av hushållskunderna i småhus väljer att vara flexibla i sin elanvändning¹⁹⁷ för uppvärmning är effektivitetsvinsten 39 miljoner euro per år för referensscenariot i båda fallen med och utan elbilar. Producent- och konsumentnytta är olika i fallen med och utan elbilar men den totala effektivitetsvinsten blir densamma.

Källor för indata till referensscenariot

Nedan följer de källor som leverantören använt sig av i uppbyggnaden av referensscenariona.

Bränslepriser och exogena priser: IEA World Energy Outlook 2015, Montel forwardpriser.

Förbrukning: Eurostat, ENTSO-E, IMF, stamnätsoperatörer.

Produktionsanläggningar kapaciteter: Platts, Nationella planer för förnybar kraft (NREAP) samt andra uttalade mål efter 2020, stamnätsoperatörer, ENTSO-E.

Transmissionsnät: ENTSO-E 2014 Ten Year National Development Plans, stamnätsoperatörers publicerade planer, Nord Pool.

Vattenkraft: Nord Pool, NVE, Kraftverksförening/Svensk Energi, Finska miljöinstitutet, Eurostat, ENTSO-E.

Produktion: Nord Pool, ENTSO-E, Eurostat.

¹⁹⁷ Detta innebär att enbart hälften av potentialen i Tabell 48 inom hushållssektorn realiseras.