

Remissvar: Framtidens kapacitetsmekanism för att säkerställa resurstillräcklighet på elmarknaden (KN 2023/02811)

Svensk Solenergi (SSE) uppmanar Svenska kraftnät att vara försiktig med den övergripande ansatsen att framtidens energisystem, där merparten av elektrisk energi genereras med väderberoende kraftslag, kommer fungera bättre med avsteg från dagens “energy-only”-policy för elmarknaden. Utbyggnaden av nya energiresurser med lagringskapacitet och styrning av förnybar elproduktion som gör att den också kan bidra med flexibilitet ökar så snabbt att de antaganden som slutsatserna i rapporten bygger på kommer vara inaktuella långt innan någon kapacitetsmarknad skulle kunna införas.

Även om solkraften är ett väderberoende kraftslag, finns det planerbarhet i den. Elproduktionen från solkraftverk kan regleras snabbt och med precision i aktiv och reaktiv effekt, betydligt bättre än exempelvis gasturbiner och vattenkraft. Denna styrbarhet är dock vanligtvis endast i riktning nedreglering och endast tillgänglig i proportion till solinstrålningen för stunden. Kapacitet till uppreglering med solkraft är ibland tillgängligt redan nu under de perioder som spotpriset är negativt eller nära noll, vilket sannolikt kommer bli allt oftare. Vidare inkluderas batterilager allt oftare när solkraftverk uppförs. Detta gäller i hela spektrumet storleksmässigt, från villatak till solparker på flera hundra MW. Svensk Solenergi uppmanar Svenska kraftnät att ha i beaktande att utbyggnadstakten för solenergi fortsätter att öka exponentiellt med ca 40–50 % per år. För batterilager går det till och med ännu snabbare, flera hundra procents årlig ökning 2020–2023, vilket kommer ge uppåt 10 GWh stationära batterilager i elsystemet år 2030. Den prognosen bekräftas genom att se på länder som ligger längre fram i denna utvecklingskurva, samt genom att se på den kända globala utbyggnaden i tillverkningskapacitet av batterier. Därtill bör det kompletteras med all laddning av elfordon som kommer utgöra kapacitet med stor flexibilitet, både hos de med och utan V2X. Därutöver tillkommer andra flexibla resurser som vätgaselektrolysörer som förser industriella processer med gas.

Ur den remitterade rapporten:

“Redan 2027 kan det tillkommande kapacitetsbehovet för att klara effektbalansen att uppgå till mellan 2 500–3 000 MW i södra Sverige för att nå tillförlitlighetsnormen på maximalt en timme med effektbrist per år. År 2045 kan det tillkommande kapacitetsbehovet nationellt uppgå till mellan 13 700–15 000 MW i det mest extrema scenariot, vilket potentiellt kan lösas via en kombination av produktionskapacitet, förbrukningsflexibilitet och energilager.”

Det kommer högst sannolikt finnas betydligt mer flexibilitet från stationära batterilager, laddning av elfordon och andra resurser än vad Svenska kraftnät antar att behovet är ovan 2027 respektive 2045. Givetvis behöver de här resurserna vara uppkopplade mot elnätet med fungerande styrsystem och detta sker nu i snabb takt. Därefter behövs en korrekt prissignal så att styrningen används där den behövs mest ur ett samhällsekonomiskt perspektiv. Utan kapacitetsmarknad (som idag) är det prissignalerna från elhandeln (day-ahead och intraday) som aktiverar flexibilitet för att öka tillgången

på el för avräkningsperioder där man riskerar att priskryss uteblir. Dagens nivå på pristak på dessa marknader (day-ahead 4 000 euro per MWh och intraday 4 000 euro per MWh) har visat sig tillräckliga för att styra resurser så att priskryss alltid finns. Om det i framtiden inte skulle räcka går det enkelt att höja pristaket på dessa marknader. Det är enklare än att införa en helt ny kapacitetsmarknad.

Det finns inte någon tvekan om att vi kommer ha flexibla resurser med kapacitet på de nivåer som behövs enligt rapporten 2027 (2 500–3 000 MW) respektive 2045 (13 700–15 000). Det kommer dock att finnas en konkurrens mellan olika avsättningar för flexibilitet som i värsta (extrema) fall kan vara på motstridiga, exempelvis för att det lokalt behövs uppreglering men nationellt behövs nedreglering. Om en kapacitetsmarknad skulle införas är det viktigt, för att dämpa denna potentiella problematik, med kort tid mellan avrop och leverans. Rapporten föreslår ingen särskild tid mellan avrop och leverans, då den inte är så detaljerad, men detta är något som bör utredas inför eventuell implementering. Anledning till att kort tid mellan avrop och leverans är så viktigt är att väderprognoserna då är bättre, samt att det blir lättare med koordinering med andra marknader, som stödtjänster (FFR, FCR-D, FCR-D, aFRR och mFRR) och olika former av marknadslösningar för flexibilitet som avlastning i lokal- och regionnät.

Ur den remitterade rapporten:

“Mot bakgrund av att den förväntade elektrifieringen leder till ett stort behov av nyinvesteringar gör Svenska kraftnät bedömningen att en strategisk reserv inte är långsiktigt ändamålsenlig för att möta de svenska kommande behoven. Svenska kraftnät bedömer därför att en marknadsomfattande kapacitetsmarknad på sikt bör införas i Sverige.”

Det vore värt att fundera på vilken essentiell skillnad Svenska kraftnät ser mellan strategisk reserv och kapacitetsmarknad om det är en kapacitetsmarknad där kontrakten är så långa som 7–15, vilket föreslås i rapporten.

Om en kapacitetsmarknad ändå införs bör det förslagsvis införas olika kapacitetsprodukter för olika uthållighetstid. Svenska kraftnät, eller annan part, bör göra analyser av behovet av kapacitet av olika uthållighetstid. Exempelvis kan uppdelningen handla om 1, 2, 3, 5 och 10 timmar. Detta för att inte bidra till överinvesteringar i större system när behovet egentligen kan täckas av mindre och billigare system. Framförhållning för auktionerna bör rimligtvis göras på minst två olika tidshorisonter, 1 och 3–5 år (likt Storbritannien), eftersom somliga anläggningar tar längre tid att bygga och investeringarna behöver göras några år i förväg. Det kan även avgöra vilken dimensionering av system som kan byggas. Mindre system kan byggas på något år men större tar några fler år. Kapacitetskontrakten bör inkludera nya och befintliga anläggningar samt ge incitament till utbyggnad av befintliga anläggningar. Risken om befintliga anläggningar exkluderas är att det sker en marknadsförvriddning. Det bör även ställas hårda krav kring att anläggningarna ska ha låga CO₂-värden, lägre än de riktvärden som EU har.

Ur den remitterade rapporten:

“Svenska kraftnät gör bedömningen att en centraliserad modell är mer ändamålsenlig för Sverige.”

Ja, om en kapacitetsmarknad införs vore en centraliserad modell troligen att föredra då det troligen skulle bli bättre koordinering med marknader för stödtjänster. Rimligtvis bör det finnas en geografisk uppdelning för kapacitetskontrakt som bidrar till incitament att bygga anläggningar på platser med kapacitetsunderskott. I dagsläget skulle alltså södra Sverige prioriteras. Elprisområden skulle kunna vara ett indelningssätt men där tillkommer frågor om hur detta skulle förändras i och med den elprisområdesöversyn som pågår och som kommer att göras återkommande under följande år.

Ur den remitterade rapporten:

“På de flesta europeiska kapacitetsmarknader ges kontrakt för ny kapacitet på 7–15 år. Svenska kraftnäts bedömning är kontraktslängder i den storleksordningen är ändamålsenliga för att effektivt reducera risken med nyinvesteringar.”

Den föreslagna längden på kontrakt låter inte strategisk: Idag byggs redan mycket flexibilitet ut och teknikutvecklingen går snabbt. I en sådan marknad, med snabbt avtagande priser på flexibilitet, är kortare kontrakt sannolikt mer intressanta för samhällsekonomiskt effektiv styrning. Dagens investeringar beror inte på att det eventuellt i framtiden kommer en kapacitetsmarknad utan på andra intäktsmöjligheter: Hybrit bygger elektrolysörer för vätgas primärt av helt andra anledningar. Stora solkraftsanläggningar inkluderar batterier av många olika andra anledningar. Det är mer rimligt att kapacitetskontrakten som erbjuds finns med olika längder inom intervallet 1–10 år.

Ur den remitterade rapporten:

“Avgiften kan antingen tas ut via balansansvariga eller via nätföretagen. Svenska kraftnät har i nuläget ingen bestämd uppfattning avseende vilket upplägg som är mest ändamålsenligt.”

Det verkar som att den form av kapacitetsmarknad som utreds i rapporten handlar om extra beredskap för situationer med uteblivet priskryss, som ju är en elhandelsrelaterad prismekanism. Kostnaden bör rimligen belasta elhandeln och inte elnätsföretagen. Dock ter sig en kapacitetsmarknad onödig eftersom i situationer där man närmar sig elhandelspriser nära pristaket kommer stora volymer flexibilitet aktiveras så att en kapacitetsmarknad inte behövs.

Det är troligen inte effektbalansen i elprisområdet eller landet som är den stora utmaningen. Snarare är det viktigt att elnätet på lokal och regional nivå byggs ut där det är lämpligt och samhällsekonomiskt försvarbar, samt (framför allt) nyttjas på effektivt sätt. Det finns idag en underliggande enorm investeringsvilja i energilagring och andra



åtgärder som skapar flexibilitet, men allt detta hindras av att inte tillräckliga incitament till ett mer effektivt nyttjande av elnäten finns hos elnätsföretagen. Med andra ord måste elnätsföretagens intäktsreglering ses över.

Observera att flexibilitet som används primärt lokalt också kommer användas sekundärt för att dämpa effektobalanser intraday och day-ahead, vilket minskar attraktiviteten i att införa en kapacitetsmarknad.

Stockholm den 1 september 2023

Anna Werner, VD