

Genomförandeplan med tidsplan för att förbättra elmarknadens funktion

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 R2020:09

Författare: Kaj Forsberg, Robin Jacobsson, Tobias Johansson, Jonas Lindström, Jens Lundgren, Maria Rydberg och Eva Svanberg.

Copyright: Energimarknadsinspektionen


Rapporten är tillgänglig på www.ei.se

Förord

I december 2019 fick Energimarknadsinspektionen i uppdrag av regeringen att föreslå en genomförandeplan med tidsplan för att förbättra elmarknadens funktion enligt reglerna i elmarknadsförordningens (EU) 2019/943 artikel 20.3.

Sedan tidigare studier vet vi att den svenska elmarknaden i stort fungerar väl. De svenska regelverken har också löpande anpassats till utvecklingen av de EU-gemensamma reglerna. Detta har bidragit till att Sverige i hög utsträckning är en del av den inre marknaden för el inom EU.

I den här rapporten fokuserar vi på åtgärder som kan förbättra elmarknadens funktion ytterligare. De tre områden som vi lyfter fram är behovet att säkerställa att balansmarknaden fortsätter att utvecklas, behovet av ändamålsenliga styrmedel och behovet av ett fortsatt arbete med efterfrågefleksibilitet.



Anne Vadasz Nilsson
Generaldirektör



Robin Jacobsson
Projektledare

Innehåll

Sammanfattning	6
Energimarknadsinspektionens uppdrag	6
Identifierade förbättringsområden	7
Förslag till genomförandeplan	8
1 Inledning	11
1.1 Uppdraget till Ei.....	11
1.2 Den inre marknaden för el inom EU genomgår förändring	11
1.3 Genomförandeplanen ska förbättra elmarknadens funktion	13
1.4 Ei:s förslag till genomförandeplan är framtagen oberoende av resultatet av resurstillräcklighetsanalysen.....	17
1.5 Länshänvisning.....	17
2 Metod och avgränsningar	18
2.1 Metod.....	18
2.2 Antaganden och avgränsningar för innehållet i genomförandeplanen ...	18
3 Åtgärder av relevans för en svensk genomförandeplan	20
3.1 En välfungerande elmarknad måste ge korrekta prissignaler och kunna hantera förändringar	20
3.2 Elmarknadsförordningen beskriver genomförandeplanen	22
3.3 Kartläggning av behovet av åtgärder.....	26
4 Analys av förbättringsområden	33
4.1 Pågående förändringar på balansmarknaden.....	33
4.2 Identifierade inträdeshinder och hinder för effektiv prisbildning på balansmarknaden.....	35
4.3 Styrmedel bör vara ändamålsenliga.....	51
4.4 Fortsatt arbete med efterfrågefleksibilitet behövs	54
4.5 Förslag till genomförandeplan	56
Uppföljning	58
Tidsplan	58
5 Referenser	60
Bilaga 1 - Beskrivning av den svenska elmarknaden	65
Prissäkringsmarknaden (forwardmarknaden).....	66
Dagenföremarknaden.....	66
Intradagsmarknaden.....	68
Balansmarknaden.....	68

Sammanfattning

Energimarknadsinspektionens uppdrag

Energimarknadsinspektionen (Ei) har i regleringsbrevet för 2020 fått i uppdrag att fullgöra vissa uppgifter enligt den nya elmarknadsförordningen (EU) 2019/943¹. Uppdraget som redovisas i denna rapport är att senast den 31 december 2020 till Regeringskansliet (Infrastrukturdepartementet) föreslå en genomförandeplan med tidsplan för att förbättra elmarknadens funktion enligt elmarknadsförordningens artikel 20.3. Planen ska synliggöra marknadens funktionssätt och vilka drivkrafter den skapar för effektivitet i såväl produktion och användning som överföring på kort och lång sikt. Energimarknadsinspektionen har vid genomförandet av uppdraget tagit till vara de kunskaper som finns hos Affärsverket svenska kraftnät (Svenska kraftnät) och Statens energimyndighet (Energimyndigheten).

Utöver uppdraget med genomförandeplanen ska Ei senast den 26 februari 2021 till Regeringskansliet också föreslå en tillförlitlighetsnorm i enlighet med artikel 25.2 i elmarknadsförordningen.

Varje medlemsstats resurstillräcklighet, dvs om det finns tillräckligt utbud av el för att möta efterfrågan på el, utvärderas enligt en specifik gemensam europeisk metod. Utvärderingen görs av samarbetsorganisationen för europeiska systemansvariga företag för el, ENTSO-E. Vid en bedömd otillräcklighet ska genomförandeplanen ange hur bristen ska kunna undanröjas genom en förbättring av i första hand elmarknadens funktion. Om medlemsstaten gör bedömningen att det finns ett behov av en kapacitetsmekanism är det tillförlitlighetsnormens uppgift att ange den nödvändiga nivån för medlemsstatens försörjningstrygghet. Med detta menas att tillförlitlighetsnormen definierar hur många timmar det är samhällsekonomiskt lönsamt att inte säkerställa leverans av el.

Genomförandeplanen ska ange sådana åtgärder som medlemsstaten ska vidta för att undanröja snedvridningar till följd av lagstiftning eller marknadsmisslyckanden och på så vis få en mer välfungerande elmarknad. En genomförandeplan är också en förutsättning för de medlemsstater som avser att etablera eller behålla nationella kapacitetsmekanismer.

¹ Europaparlamentets och rådets förordning om den inre marknaden för el.

I Sverige finns idag en strategisk reserv, effektreserven, som är ett exempel på en kapacitetsmekanism enligt elmarknadsförordningen. Nuvarande avtal inom effektreserven går ut 2025. Innan en eventuell förlängning av effektreserven kan beslutas behöver en genomförandeplan tas fram och tillförlitlighetsnormen fastställas.

I dagsläget är det inte känt hur Sveriges resurstillräcklighet kommer att bedömas och inte heller nivån på tillförlighetsnormen för Sverige. Den genomförandeplan som Ei föreslår i denna rapport har därför inte kunnat relateras till en svensk resurstillräcklighetsbedömning eller en tillförlitlighetsnorm. Däremot är åtgärderna som föreslås sådana att de oavsett resultatet på resurstillräcklighetsanalysen bidrar till en mer välfungerande elmarknad.

Identifierade förbättringsområden

Den svenska elmarknaden, som idag är en integrerad del av den nordiska och den europeiska elmarknaden, fungerar överlag väl. Elmarknaden är uppbyggd på ett sådant sätt att den signalerar knapphet och skapar investeringssignaler. I takt med att elproduktionen blir mer variabel kommer det att bli allt viktigare att samtliga resurser (både produktion och användning) utnyttjas på ett samhällsekonomiskt effektivt sätt och att aktörerna har tydliga och tillräckliga incitament att bidra till balans i systemet.

För att uppnå målet om att de nationella elmarknaderna inom EU ska länkas ihop till en gemensam effektiv marknad har EU:s elmarknadsregler över åren blivit både fler och mer detaljerade. För närvarande bereds inom Regeringskansliet de förslag som Ei lämnat i rapporten *Ren Energi inom EU – ett genomförande av fem rättsakter*² och den fortsatta implementeringen av flera tidigare antagna EU-förordningar om utformningen av exempelvis dagenföre-, intradags- och balansmarknaden pågår också. Det betyder att EU:s nationella elmarknader, även den svenska, just nu genomgår både harmonisering och strukturella förändringar. Ei bedömer att när Ren Energi-paketet är genomfört kommer det att bidra till en än mer välfungerande elmarknad. Genomförandet av föreslagna regler ingår därför i förslaget till genomförandeplan.

Vår analys i denna rapport har i övrigt utgått från nuläget på elmarknaden och identifierat tre huvudsakliga förbättringsområden, balansmarknaden, styrmedel och efterfrågefleksibilitet. Idag finns det förhållanden på balansmarknaden som utgör inträdeshinder och hinder för en effektiv prisbildning. Det försvårar för innovativa produkter och tjänster, som till exempel energilagring eller

² Energimarknadsinspektionen (2020), *Ren Energi inom EU – ett genomförande av fem rättsakter*, EiR2020:02. För mer information om Ren energipaketet, se <https://www.ei.se/sv/for-energiforetag/el/ren-energi-for-alla-i-europa/>.

efterfrågefleksibilitet, att komma in på marknaden. Vidare är det viktigt att såväl existerande som nya nationella styrmedel är ändamålsenligt utformade och inte i onödan påverkar elmarknadens funktion. För att förbättra elmarknadens funktion finns det även behov av ett fortsatt aktivt arbete med att undanröja hinder för efterfrågefleksibilitet.

Förslag till genomförandeplan

Ei:s rekommendationer till åtgärder sammanfattas i tabellen nedan.

Rekommendationerna är indelade efter de kategorier som anges i art. 20.3 i elmarknadsförordningen.

Tabell 1 Rekommenderade åtgärder för identifierade problem- och förbättringsområden

Identifierade problem- respektive förbättringsområden	Rekommenderade åtgärder	Syfte med åtgärden
Ren Energi-paketet genomfört i svensk lagstiftning	Ei:s förslag i rapporten <i>Ren Energi inom EU – ett genomförande av fem rättsakter</i> bör genomföras så snart som möjligt.	a) Undanröja snedvridningar till följd av lagstiftning
Styrmedel på elmarknaden bör vara ändamålsenliga	Energipolitiska styrmedel bör ha a) ett tydligt och utförligt beskrivet syfte, b) i förväg etablerade mål som möjliggör uppföljning av huruvida syftet med styrmedlet är uppfyllt, c) en ändamålsenlig koppling mellan syfte och mål, i de fall kvantitativa mål är inkluderade i styrmedlet, d) en tydlig utfasningsplan som initieras när indikatorerna anger att styrmedlets syfte har uppnåtts.	a) Undanröja snedvridningar till följd av lagstiftning
Lägre maxpris på reglerkraftmarknaden (mFRR) än på övriga delmarknader ger felaktiga incitament	Administrativt angivna maxpriser bör undvikas och åtminstone sättas på en nivå som inte riskerar att tränga undan produktionsresurser eller efterfrågefleksibilitet från deltagande. Reglerkraftmarknadens maximala pris bör vara åtminstone lika högt som det högsta maximala pris som tillämpas på dagenföre- och intradagsmarknaden.	b) Undanröja pristak i enlighet med artikel 10.
Hinder för efterfrågefleksibilitet ska undanröjas	Ei har i uppdrag av regeringen att främja efterfrågefleksibilitet. Inom ramen för uppdraget identifierar Ei hinder, lämnar förslag och följer upp utvecklingen löpande.	e) Möjliggöra egenproduktion, energilagring, åtgärder på efterfrågesidan och energieffektivitet genom att anta åtgärder för att undanröja snedvridningar till följd av lagstiftning
Prisinformation bör publiceras så nära realtid som möjligt	Svenska kraftnät bör säkerställa att de har rutiner mm så att de kan publicera prisinformation från reglerkraftmarknaden så nära realtid som möjligt.	f) Säkerställa kostnadseffektiv och marknadsbaserad upphandling av balanserings- och stödtjänster

Specialregleringar som snedvrider prissignalen i balansmarknaden ska undvikas	Svenska kraftnät bör, med start 2021, årligen redovisa hur så kallade specialregleringar (åtgärder som görs av nätskäl) påverkar priserna på balansenergi eller avräkningen av aktörers obalanser på den svenska och nordiska elmarknaden. Vidare bör rimligheten i prissättningen av de bud som aktiveras för andra ändamål än balansskäl och som prissätts annorlunda än bud som aktiveras av balansskäl analyseras vidare.	f) Säkerställa kostnadseffektiv och marknadsbaserad upphandling av balanserings- och stödtjänster
Avgiftsstrukturen för balansansvariga socialiserar kostnader	De avgifter som Svenska kraftnät tar ut av de balansansvariga (BRP) bör så långt det är möjligt motsvara de kostnader som respektive aktör ger upphov till. Dagens struktur bör ses över.	f) Säkerställa kostnadseffektiv och marknadsbaserad upphandling av balanserings- och stödtjänster
Prissättning av vissa reserver med metoden pay as bid bör ses över	Det bör utredas om tillämpningen av pay as bid vid prissättning inom ramen för FCR-N och FCR-D är den mest ändamålsenliga prissättningsmetoden.	f) Säkerställa kostnadseffektiv och marknadsbaserad upphandling av balanserings- och stödtjänster
Förkvalificeringsprocessen riskerar att försvåra inträde på balansmarknaden	Svenska kraftnät bör se över förkvalificeringsprocessen och även löpande utvärdera de kravspecifikationer som är knutna till leverans av respektive stödtjänst.	e) Möjliggöra egenproduktion, energilagring, åtgärder på efterfrågesidan och energieffektivitet genom att anta åtgärder för att undanröja snedvridningar till följd av lagstiftning samt f) Säkerställa kostnadseffektiv och marknadsbaserad upphandling av balanserings- och stödtjänster
Storleken på minsta tillåtna bud hindrar vissa aktörer från att leverera stödtjänster	Dagens relativt höga minimikrav på minsta budstorlek för att delta i upphandling av manuella respektive automatiska frekvensåterställningsreserver (mFRR och aFRR) bör utvärderas kontinuerligt för att minska inträdesbarriärer.	e) Möjliggöra egenproduktion, energilagring, åtgärder på efterfrågesidan och energieffektivitet genom att anta åtgärder för att undanröja snedvridningar till följd av lagstiftning samt f) Säkerställa kostnadseffektiv och marknadsbaserad upphandling av balanserings- och stödtjänster
Krav på symmetriska bud hindrar aktörer från att leverera stödtjänster	Svenska kraftnät bör så snart som möjligt upphöra att ställa krav på symmetriska bud för FCR-N. Ei kommer under perioden fram till 31 december 2023 löpande följa upp att Svenska kraftnät vidtar de åtgärder som krävs för att kravet på symmetriska bud ska kunna upphöra.	e) Möjliggöra egenproduktion, energilagring, åtgärder på efterfrågesidan och energieffektivitet genom att anta åtgärder för att undanröja snedvridningar till följd av lagstiftning samt f) Säkerställa kostnadseffektiv och marknadsbaserad upphandling av balanserings- och stödtjänster

<p>Metoden för att beräkna kostnadsbaserade bud i FCR innebär en form av prisreglering och riskerar att diskriminera aktörer</p>	<p>Svenska kraftnäts krav på kostnadsbaserade bud i FCR bör tas bort då detta innebär en form av prisreglering.</p> <p>Varje budgivare bör ges möjlighet att delta på balansmarknaden utifrån likvärdiga förutsättningar oavsett vilken typ av resurs de förfogar över.</p>	<p>e) Möjliggöra egenproduktion, energilagring, åtgärder på efterfrågesidan och energieffektivitet genom att anta åtgärder för att undanröja snedvridningar till följd av lagstiftning samt</p> <p>f) Säkerställa kostnadseffektiv och marknadsbaserad upphandling av balanserings- och stödtjänster</p>
--	---	--

För vissa av åtgärderna krävs samverkan av flera aktörer och det går inte att i nuläget ange en specifik tidplan för alla åtgärder. Ei bedömer dock att de identifierade åtgärderna för att uppnå beskrivna förbättringar i vart fall bör kunna vara genomförda senast till 2025.

Ei bör få i uppdrag att årligen till dess att åtgärderna är genomförda följa upp genomförandeplanen för regeringens räkning och redovisa uppföljningen till Regeringskansliet. I uppföljningen bör det också ingå att analysera om nya hinder har uppstått eller om det finns risker för marknadsmisslyckanden och i så fall föreslå ytterligare åtgärder som bör ingå i genomförandeplanen.

1 Inledning

1.1 Uppdraget till Ei

Ei har i regleringsbrevet för 2020 fått uppdraget att *senast den 31 december 2020 till Regeringskansliet (Infrastrukturdepartementet) föreslå en genomförandeplan med tidsplan för att förbättra elmarknadens funktion enligt elmarknadsförordningens artikel 20.3. Planen ska synliggöra marknadens funktionssätt och vilka drivkrafter den skapar för effektivitet i såväl produktion och användning som överföring på kort och lång sikt. Energimarknadsinspektionen ska vid genomförandet (...) på lämpligt sätt ta till vara de kunskaper som finns hos Affärsverket svenska kraftnät och Statens energimyndighet.*³

Uppdraget redovisas genom denna rapport. Genomförandeplanen presenteras i bilaga 2.

1.2 Den inre marknaden för el inom EU genomgår förändring

Sedan början av 2000-talet genomgår marknaden för el inom EU en stor omställning. Omställningen, som har drivits på av EU:s gemensamma strategier för tillväxt⁴ med efterföljande krav på harmonisering av regelverk och nationella initiativ⁵, tenderar att leda till att traditionella produktionsteknologier ersätts med förnybara och fossilfria alternativ. Dessutom ersätts ofta stora centraliserade produktionsanläggningar av mindre och decentraliserade produktionsenheter. Det pågår därför ett skifte både i hur och var energin produceras. På användarsidan elektrifieras också transport- och industrisektorn. Detta ändrar efterfrågan på el både geografiskt och över dygnet. Teknikutveckling, nya typer av marknadsaktörer och allmänhetens ökade medvetenhet och vilja att bidra till att hantera miljö- och klimatutmaningar gör att användarsidan framöver förväntas bli mer flexibel. Denna utveckling har dock gått relativt långsamt. Den ökande variabiliteten i systemet på både produktions- och användarsidan innebär ökade utmaningar att hålla elsystemet i balans.

Trenderna är gemensamma för hela Europa, även om grundförutsättningarna varierar och omställningen har kommit olika långt medlemsstaterna.

³ Detta uppdrag är en del i Sveriges genomförande av elmarknadsförordningen ((EU) 2019/943).

⁴ Se exempelvis EU:s En grön giv för en klimatneutral kontinent:

https://ec.europa.eu/info/strategy/priorities-2019-2024/european-green-deal_sv.

⁵ I Sverige har vi exempelvis ett nationellt energipolitiskt mål om att Sverige 2040 ska ha 100 procent förnybar energi.

1.2.1 Avsikten med EU:s regelverk är att skapa väl fungerande elmarknader baserade på energy only-modellen

EU:s inre marknad för el har kontinuerligt blivit alltmer harmoniserad. Regelverken har fått den utformningen de har idag genom flera lagstiftningspaket. Flera av de mer detaljerade EU-förordningarna, med tillhörande metoder och villkor, genomförs fortfarande. Genom förordningarnas utformning finns det också en viss dynamik i hur metoder och villkor för till exempel transmissionsnätverksamhet och nominerade elmarknadsoperatörer (elbörser) kan utvecklas över tid, utan att ny EU-lagstiftning behöver antas. Detta sker genom att metoderna och villkoren kan justeras löpande och följas upp av exempelvis energitillsynsmyndigheterna inom EU, enligt en fastlagd process.

EU:s målmodell och beslutade regelverk för den inre marknaden för el bygger i grunden på en så kallad *energy only*-modell. I sin rena form överlåter den till elmarknadens aktörer att hitta den optimala nivån på energiproduktion (kortsiktig jämvikt) och installerad kapacitet (långsiktig jämvikt).⁶ Analyser sker också regelbundet på europeisk och nationell nivå för att följa upp denna jämvikt.⁷

I takt med omställningen har frågor om hur väl de nationella elmarknaderna kommer att klara av att upprätthålla tillräcklig nivå av resurstillräcklighet på kort och lång sikt hamnat i fokus. Ei och övriga berörda myndigheter har också utrett olika aspekter av energiomställningens påverkan på elmarknadens funktion i regeringsuppdrag och rapporter.

1.2.2 Kapacitetsmekanismer som sista utväg för att hantera viss resurstillräcklighetsbrist

Medlemsstaterna i EU har mött omställningens utmaningar på varierande sätt. Även om utrymmet för nationella åtgärder och regler när det gäller elmarknadens detaljutformning har blivit mer begränsat i takt med att det gemensamma regelverket har vuxit fram finns det fortfarande olika särlösningar för att säkerställa nationell resurstillräcklighet.

En åtgärd som flera länder har valt är att introducera olika typer av *kapacitetsmekanismer*.⁸ En kapacitetsmekanism syftar till att stärka resurstillräckligheten för effekt i det egna marknadsområdet, genom någon form

⁶ De priser som etableras på elmarknaden skickar signaler till producenterna om det behöver byggas mer produktionskapacitet eller inte. Ihållande höga priser indikerar en bristsituation och är en signal till elmarknadens aktörer att ny produktionskapacitet behövs. På motsvarande sätt indikerar ihållande låga priser överkapacitet och att ingen ny kapacitet behövs. Detta innebär att med en *energy only*-marknad lämnas besluten om investeringar och nedläggningar över till elmarknaden.

⁷ Se t.ex. ENTSO-E Winter Outlook Report 2020/21 and Summer Review 2020, Svenska kraftnäts Systemutvecklingsplan 2020-2029, respektive Svenska kraftnäts Kortsiktig marknadsanalys 2020, simulering och analys av kraftsystemet 2021-2025.

⁸ Se t.ex. Europeiska kommissionen (2016) Rapport från Kommissionen: Slutrapport om branschutredningen om kapacitetsmekanismer.

av ekonomiskt stöd till elproducenter för att tillhandahålla effekt. Statligt stöd är förbjudet i artikel 107.1 i fördraget om Europeiska unionens funktionssätt (nedan kallat fördraget). I vissa fall kan statligt stöd emellertid vara förenligt med fördraget (artikel 107.2 och 107.3). En medlemsstat som vill införa en kapacitetsmekanism måste därför, utöver att uppfylla kraven för en kapacitetsmekanism i elmarknadsförordningen, också uppfylla reglerna om statsstöd.

Kapacitetsmekanismer kan medföra störningar i den nationella elmarknadens funktion eftersom subventioner leder till att konkurrensen mellan aktörerna inte längre sker på lika villkor. En kapacitetsmekanism som syftar till att säkra tillgång till effekt i en topplastsituation riskerar också medföra att elpriserna inte stiger fullt ut vid bristsituationer. Detta medför att elmarknaden inte kommer att generera de prissignaler som är en förutsättning för att ge kommersiella aktörer tillräckliga incitament att tillhandahålla ytterligare produktionskapacitet. Eftersom nationella elmarknader är sammankopplade kan även kapacitetsmekanismer påverka handeln mellan medlemsstaterna.⁹

Under 2002 beslutade riksdagen om en så kallade effektreserv. Effektreserven är tillgänglig för elmarknaden under vinterhalvåret och är avsedd att säkerställa att vi inte får effektbrist även när det är som kallast och efterfrågan som störst. Enligt nuvarande EU-regelverk klassas effektreserven som en strategisk reserv och är en typ av kapacitetsmekanism.

1.3 Genomförandeplanen ska förbättra elmarknadens funktion

Elmarknadsförordningen syftar till att fortsätta integrationen av de nationella elmarknaderna inom EU för att få till en väl fungerande inre marknad för el. Grundtanken vad gäller resurstillräckligheten är att marknadsmekanismer ska säkerställa kort- och långsiktig balans mellan utbud och efterfrågan på el baserat på tydliga prissignaler.

Elmarknadsförordningen innehåller principer och regler för elmarknadens gemensamma utformning och bestämmelser om utformning och användning av kapacitetsmekanismer. Bland annat innehåller elmarknadsförordningen ett nytt administrativt verktyg som fått namnet genomförandeplan. En genomförandeplan ska tas fram om resurstillräckligheten i en medlemsstat bedöms som bristfällig. I de fall en medlemsstat inte avser att introducera eller bibehålla kapacitetsmekanismer behöver ingen genomförandeplan tas fram.

⁹ Det bör noteras att elmarknadsförordningen också innehåller regler om gränsöverskridande deltagande i kapacitetsmarknader.

För att förstå syftet med genomförandeplanen och hur den ska användas presenterar vi de regler i elmarknadsförordningen som handlar om utformning och användning av planen.

1.3.1 Resurstillräcklighetsbedömningar på europeisk och nationell nivå

Elmarknadsförordningen innehåller bestämmelser om hur resurstillräckligheten ska bedömas.¹⁰ Resurstillräcklighet är, enkelt uttryckt, ett mått för i vilken mån som produktionsresurser och annan tillförsel av energi i en medlemsstat förmår möta den förväntade efterfrågan.

Av reglerna om resurstillräcklighet framgår att det är ENTSO-E, som ska utarbeta förslag till en EU-gemensam metod för bedömning av resurstillräcklighet. Denna metod ska sedan beslutas av byrån för EU:s tillsynsmyndigheter inom energiområdet, ACER. En sådan metod, den så kallade ERAA-metoden, beslutades av ACER under hösten 2020¹¹ och används i den pågående studien av resurstillräcklighet för alla medlemsstater. Vidare har ACER på förslag från ENTSO-E beslutat om ytterligare metoder som ska komplettera resurstillräcklighetsmetoden. Dessa metoder och villkor anger hur värdet av förlorad last, kostnaden för nya resurser avseende produktion eller efterfrågefleksibilitet och även, baserat på dessa, hur en nationell tillförlitlighetsnorm ska beräknas.¹²

För närvarande inväntar medlemsstaterna den pågående europeiska analysen av resurstillräcklighet som genomförs av ENTSO-E och omfattar alla medlemsstater. Den bedöms vara klar i slutet av 2021. Därefter ska ENTSO-E:s analys och bedömning vara föremål för samråd med bland annat medlemsstaterna samt utvärderas och godkänns eller ändras av ACER.¹³ Bedömningen av om det råder resurstillräcklighet blir genom de nya reglerna och metoderna en angelägenhet för EU. Varje medlemsstat har däremot till uppgift att inom sitt land övervaka resurstillräckligheten med utgångspunkt i den europeiska bedömningen.¹⁴

Den europeiska resurstillräcklighetsbedömningen får kompletteras med en nationell bedömning. Den nationella bedömningen ska ha ett regionalt tillämpningsområde och genomföras utifrån samma metod som den europeiska.¹⁵ Ytterligare aspekter och antaganden som tar hänsyn till särdrag i den nationella tillgången och efterfrågan på el kan då beaktas. Det gör att den nationella

¹⁰ Artikel 23 elmarknadsförordningen.

¹¹ ACER Decision 24-2020 on the Methodology for the European Resource Adequacy Assessment.

¹² För mer information, se <https://www.energimarknadsinspektionen.se/sv/nyhetsrum/nyheter/nyheter-2020/beslut-om-metoder-for-bedomning-av-resurstillracklighet/>.

¹³ Artikel 23.7 samt artikel 27 elmarknadsförordningen.

¹⁴ Något förenklat mäter ENTSO-Es ERAA-metod om det finns respektive kommer att finnas tillräckligt med produktion för att möta en given nivå av efterfrågan respektive ett transmissionsnät med tillräcklig kapacitet att transportera energin från produktionskällan till elanvändarna.

¹⁵ Artikel 24 elmarknadsförordningen.

bedömningen kan komma att avvika från den europeiska bedömningen. Den nationella bedömningen ska, om den resulterar i ett annat utfall än den europeiska, innehålla skälen till skillnaden mellan de två bedömningarna inklusive närmare uppgifter om känsliga aspekter som använts och de bakomliggande antagandena. Medlemsstaten ska i ett sådant fall offentliggöra sin bedömning och överlämna den till ACER. ACER ska yttra sig över om avvikelserna mellan den europeiska och den nationella bedömningen är motiverade. Medlemsstaten (eller ansvarig myndighet) ska ta vederbörlig hänsyn till ACER:s yttrande och om inte hänsyn tas fullt ut, ska det särskilt motiveras i en rapport som offentliggörs.¹⁶

1.3.2 Vid resurstillräcklighetsproblem ska en genomförandeplan utarbetas och lämnas in till kommissionen

Eftersom det ännu inte finns något resultat av den europeiska analysen enligt ERAA-metoden känner vi i nuläget inte till resultatet av resurstillräcklighetsbedömningen för Sverige. Det har inte heller genomförts någon nationell bedömning för Sverige.

Om resurstillräcklighetsproblem identifieras, antingen genom den europeiska eller den nationella bedömningen, ska den berörda medlemsstaten kartlägga alla snedvridningar eller marknadsmisslyckanden till följd av lagstiftning som orsakat eller bidragit till att problemet med resurstillräckligheten har uppstått.¹⁷ Medlemsstater med konstaterade resurstillräcklighetsproblem ska utveckla och offentliggöra en genomförandeplan med åtgärder och tidsplan för att undanröja dessa som en del i processen för statligt stöd¹⁸ och lämna in denna till Europeiska kommissionen.¹⁹ Det är således regeringens uppgift att vid behov lämna in en genomförandeplan till kommissionen.

Om det redan finns en kapacitetsmekanism i en medlemsstat ska medlemsstaten se över mekanismen och säkerställa att nya avtal inte ingås inom ramen för mekanismen om det inte finns resurstillräcklighetsproblem och kommissionen har yttrat sig över genomförandeplanen.²⁰

Kommissionen ska yttra sig över en medlemsstats genomförandeplan inom fyra månader från mottagandet. Kommissionen ska då ta ställning till om åtgärderna i planen är tillräckliga för att undanröja snedvridningar till följd av lagstiftning eller marknadsmisslyckanden och får uppmana medlemsstaten att ändra sin genomförandeplan.²¹

¹⁶ Artikel 24.3 elmarknadsförordningen.

¹⁷ Artikel 20.2 elmarknadsförordningen.

¹⁸ Ett land som avser inrätta en kapacitetsmekanism behöver ansöka om statligt stöd.

¹⁹ Artikel 20.3 elmarknadsförordningen.

²⁰ Artikel 21.5 elmarknadsförordningen.

²¹ Artikel 20.5 elmarknadsförordningen.

1.3.3 En genomförandeplan ska övervakas av medlemsstaten

När en medlemsstat har en genomförandeplan ska medlemsstaten övervaka den och redovisa en årlig rapport till kommissionen.²² Kommissionen ska därefter yttra sig över den årliga rapporten och ange om planen har följts på ett tillfredställande sätt och om resurstillräcklighetsproblemet har lösts.²³ Medlemsstaten ska fortsätta följa planen efter det att resurstillräcklighetsproblemet har lösts.²⁴

1.3.4 Kapacitetsmekanismer – en sista utväg

Medlemsstater ska vidta de åtgärder som finns i genomförandeplanen. För att undanröja eventuella kvarstående resurstillräcklighetsproblem får medlemsstaterna som en sista utväg införa kapacitetsmekanismer. En medlemsstat som inför kapacitetsmekanismer ska undanröja de snedvridningar och marknadsmisslyckanden som anges i genomförandeplanen.²⁵ Regelverket säkerställer därmed att medlemsstater i första hand reformerar sina marknader och på så vis åtgärdar eventuella snedvridningar och marknadsmisslyckanden som lett till att bristsituationerna uppkommit. Kapacitetsmekanismerna kan därmed fungera som stödmekanismer till dess att reformerna fått effekt. Elmarknadsförordningen ger därför medlemsstater med faktiska resurstillräcklighetsproblem och med behov av stödmekanismer en tydligare process för hur sådana ska motiveras, etableras och användas.

För de medlemsstater som redan har en kapacitetsmekanism²⁶ får inga nya avtal ingås efter den 1 januari 2020 inom ramen för den mekanismen. Nya avtal om kapacitetsmekanismer får därefter endast ingås om resurstillräcklighetsproblem har konstaterats och efter det att kommissionen har yttrat sig över genomförandeplanen.

De nationella genomförandeplanerna blir mot denna bakgrund ett viktigt verktyg för unionen att följa upp kort- och långsiktiga hinder och hur olika medlemsstater systematiskt utvecklar funktionen i sina nationella marknader för att minska gapet mellan den önskade nivån på resurstillräcklighet och den nivå som elmarknaden förmår leverera. Genom att kommissionen ska godkänna planerna säkerställs också en enhetlig tillämpning på unionsnivå.

²² Artikel 20.6 elmarknadsförordningen.

²³ Artikel 20.7 elmarknadsförordningen.

²⁴ Artikel 20.8 elmarknadsförordningen.

²⁵ Se vidare artikel 21.1 elmarknadsförordningen.

²⁶ Svenska kraftnät, Effektreserven för 2020-2025:

<https://www.svk.se/aktorsportalen/elmarknad/information-om-stodtjanster/effektreserv/effektreserven-for-2020-2025/>.

1.4 Ei:s förslag till genomförandeplan är framtagen oberoende av resultatet av resurstillräcklighetsanalysen

Uppdraget att föreslå en genomförandeplan ska vara slutfört innan det finns en resurstillräcklighetsbedömning för Sverige. Det är därför för tidigt att veta om det finns sådana snedvridningar i lag eller marknadsmisslyckanden som behöver undanröjas för att komma tillrätta med eventuella resurstillräcklighetsproblem. Åtgärder som redovisas i detta förslag till genomförandeplan är därför sådana åtgärder som Ei anser bör genomföras för att främja den svenska elmarknadens funktion, oavsett vad den kommande resurstillräcklighetsbedömningen kommer att visa.

Eftersom resurstillräcklighetsbedömningen ännu inte är genomförd kan förslaget till genomförandeplan behöva uppdateras.

1.5 Länshänvisning

I kapitel 2 presenteras rapportens metod och avgränsningar. Detta följs i kapitel 3 av en beskrivning av åtgärder av relevans för genomförandeplanen. I kapitel 4 beskrivs de områden i den svenska elmarknaden som har identifierats vara i behov av förbättring och de åtgärdsförslag som Ei föreslår presenteras. Kapitel 4 avslutas med Ei:s förslag till genomförandeplan.

I bilaga 1 beskrivs den svenska elmarknaden mer ingående.

2 Metod och avgränsningar

I detta kapitel presenteras den metod som vi använt vid framtagandet av förslaget till genomförandeplan och vilka avgränsningar som har gjorts.

2.1 Metod

För att genomföra uppdraget med genomförandeplanen innan det finns en resurstillräcklighetsbedömning har vi fokuserat på att identifiera eventuella snedvridningar på elmarknaden som orsakas av lagstiftning och marknadsmisslyckanden. Detta har vi gjort genom att utgå från tidigare arbete på Ei, dokumentstudier samt genom intervjuer och möten med marknadsaktörer och intressenter.

Aktörer har även fått möjlighet att skicka in skriftliga kommentarer till Ei. Därutöver har ett flertal möten hållits med Svenska kraftnät och Energimyndigheten för att diskutera uppdraget och de identifierade problemområdena samt inhämta synpunkter på åtgärdsförslag.

2.2 Antaganden och avgränsningar för innehållet i genomförandeplanen

För att identifiera åtgärder som bör ingå i en svensk genomförandeplan har vi valt att utgå från principerna i elmarknadsförordningen för vad som kännetecknar en väl fungerande elmarknad inom EU. Vidare har vi analyserat behovet av sådana åtgärder som redovisas i den åtgärdslista som anges i elmarknadsförordningens artikel 20.3 (se kapitel 3), det vill säga åtgärder för att korrigera potentiella brister i elmarknadens funktion för att på sikt nå en förbättrad resurstillräcklighet.

Det finns också andra åtgärder som potentiellt kan påverka hur väl elmarknaden fungerar men som inte ingått i denna utredning vars fokus legat på åtgärdslistan i artikel 20.3. Ett exempel på en sådan åtgärd är lokala eller regionala nätkapacitetsutmaningar. Frågan om nätkapacitetsutmaningar har hanterats i Ei:s rapport *Kapacitetsutmaningar i elnätet*.²⁷

2.2.1 Tidshorisont för genomförandeplanen

Det framgår inte vilken tidshorisont medlemsstaten ska beakta vid utformningen av genomförandeplanen. Det kan bero på att de förändringar som bedöms som nödvändiga kan ta olika lång tid att genomföra. Det kan därutöver också ta olika

²⁷ Energimarknadsinspektionen (2020a), Kapacitetsutmaningen i elnätet, EiR 2020:06.

lång tid för effekterna av åtgärderna att bli fullt synliga. Enligt elmarknadsförordningen ska dock ENTSO-E:s resurstillräcklighetsbedömning på europeisk nivå omfatta varje år under en tioårsperiod från dagen för bedömningen, det vill säga bedömningen ska utföras på medellång till lång sikt.

2.2.2 Åtgärderna i genomförandeplanen ska vara av nationell betydelse

En särskild fråga är om genomförandeplanen även har till uppgift att belysa eventuella lokala eller regionala snedvridningar och marknadsmisslyckanden inom en medlemsstat. Eftersom EU-regelverket i huvudsak hanterar frågor som är av betydelse för EU:s inre elmarknad och förhållanden som påverkar den gränsöverskridande handeln mellan medlemsstaterna är det naturligt att planen har ett nationellt fokus. De lagar och regler som gäller i Sverige inom området har också i huvudsak en nationell och inte en regional tillämpning. Detta synsätt sammanfaller även med att omfattningen av resurstillräcklighetsstudien som ENTSO-E genomför är på unionsnivå, medlemsstatsnivå och på individuell elområdesnivå när det är relevant.²⁸ Ei konstaterar att reglerna om kapacitetsmekanismer i elmarknadsförordningen därför främst syftar till att adressera resurstillräcklighetsproblem på nationell nivå. I nuläget, innan resurstillräcklighetsbedömningen är gjord är det därför rimligt att utgå från sådana problem som kan kartläggas på nationell nivå.

²⁸ Jfr artikel 23 och 24 i elmarknadsförordningen.

3 Åtgärder av relevans för en svensk genomförandeplan

I avsnitt 3.1 beskrivs kortfattat hur elsystemet och elmarknaden påverkas av energiomställningen. Därefter i avsnitt 3.2 presenteras elmarknadsförordningens artiklar 3 och 20.3 som är vägledande för genomförandeplanens innehåll. Avslutningsvis i avsnitt 3.3 analyseras behovet av åtgärder.

3.1 En välfungerande elmarknad måste ge korrekta prissignaler och kunna hantera förändringar

Den nordiska elmarknadsmodellen med sin grund i energy only-principen har fungerat väl under en längre tid och har i många delar stått förebild för utformningen av den inre marknaden för el inom EU. För en mer ingående beskrivning av den svenska och nordiska elmarknadens struktur och funktion, se bilaga 1. Energiomställningens direkta påverkan på den svenska elmarknaden och dess funktionssätt innebär däremot nya utmaningar. Denna fråga har analyserats av Ei vid flera tillfällen, bland annat inom ramen för två regeringsuppdrag som resulterat i rapporterna *Åtgärder för ökad efterfrågefleksibilitet i det svenska elsystemet*²⁹ och *Ökad andel variabel elproduktion*³⁰ från 2016.

Energiomställningen har blivit än mer påtaglig sedan 2016 och de antaganden som låg till grund för Ei:s scenarier har i vissa delar ändrats. Trots detta är det Ei:s uppfattning att rekommendationerna i de ovanstående rapporterna i allt väsentligt fortfarande är aktuella i de delar de inte genomförts.

Vi vet med ännu större säkerhet idag att andelen variabel produktion kommer att fortsätta att öka kraftigt de kommande åren³¹. Exempelvis bedömer Svenska kraftnät i ett referensscenario till 2040 att den installerade effekten av land- och havsbaserad vindkraft kommer att uppgå till 24 730 MW vilket skulle motsvara en tredubbling av den installerade effekten jämfört med 2019. I samma scenario förväntas den installerade effekten av solkraft att öka från 430 MW 2018/2019 till 7 380 MW 2040.³² Den kraftiga utbyggnaden kan delvis förklaras av olika subventioner som har tillämpats för förnybar elproduktion, men framför allt på fallande kostnader och att de förnybara produktionsteknologiernas

²⁹ Energimarknadsinspektionen (2016), *Åtgärder för ökad efterfrågefleksibilitet i det svenska elsystemet*, Ei R2016:15.

³⁰ Energimarknadsinspektionen (2016), *Ökad andel variabel elproduktion*, Ei R2016:14.

³¹ Notera att bedömningar om framtida utveckling är förenade med osäkerheter.

³² Svenska kraftnät (2019c) *Långsiktig marknadsanalys 2018*.

konkurrenskraft därmed har ökat i jämförelse med andra produktionsteknologier.³³

Vidare förväntas elanvändningen öka betydligt, bland annat på grund av omställningen inom fordonssektorn, ökad elektrifiering av industrin, digitalisering och urbanisering.³⁴ Exempelvis bedömer Svenskt Näringsliv att elbehovet ökar med minst 60 procent till år 2045 jämfört med 2017 års behov. Det skulle innebära en ökning av den årliga elanvändningen från dagens ca 130 TWh till 200 TWh.³⁵ I Energimyndighetens scenarier varierar elanvändningen mellan 150 och 200 TWh år 2050.³⁶

3.1.1 Omställningen medför utmaningar för elsystemet och elmarknaden

Elsystemet behöver vid varje givet tillfälle vara i balans. Svenska kraftnät uppger i sin prognos för perioden 2020–2024 att obalansen mellan mycket produktionsresurser i norr och en större volym av förbrukning i söder kommer att skapa prisskillnader mellan norra och södra Sverige och att utbyggnaden av transmissionsnätet kommer att behöva fortgå. Även om prognosen är osäker är Svenska kraftnäts slutsats att den nationella effektbalansen försämras från 2021 i och med att ytterligare en reaktor i Ringhals avvecklas i slutet av 2020 men att risken för effektbrist fortfarande är låg.³⁷ Svenska kraftnät har i flera sammanhang också framfört att utmaningarna med att hålla elsystemet i balans blir fler och att kostnaderna för att hålla elsystemet i balans därför ökar.

För att säkerställa möjligheterna till hög resurstillräcklighet framöver har vi identifierat tre centrala utmaningar för elmarknadens funktion på medellång och lång sikt.

Den första utmaningen handlar om Svenska kraftnäts beroende av att det finns aktörer som kan leverera stödtjänster för att balansera och stabilisera systemet. Utöver vattenkraftens förmåga att balansera systemet är den kraftproduktion som sker i traditionella anläggningar baserad på förbränning av olika bränslen, så kallad termisk produktion, en viktig källa till stödtjänster. När vindkraft och solkraft integreras i elsystem med marginalprissättning tenderar termiska kraftproduktionsanläggningar som producerar kontinuerligt, så kallad baslast, att över tid minska sin produktion. Orsaken till detta är att med mer vindkraft i systemet blir det färre timmar då termiska produktionsteknologier är

³³ Redan 2018 bedömde Energimyndigheten att landbaserad vindkraft kan byggas utan stöd i form av subventioner. Se Energimyndigheten (2018) Kontrollstation för elcertifikatsystemet 2019 - redovisning av regeringsuppdrag, ER 2018:25.

³⁴ Se exempelvis https://www.nexi.go.jp/environment/info/pdf/18-028_EIA2.pdf och Tillväxtverket (2020) Fyra framtidsscenarier – Om regionala effekter av framtidens elbrist.

³⁵ Svenskt Näringsliv (2020) Kraftsamling Elförsörjning.

³⁶ Energimyndigheten (2019a) Scenarier över Sveriges energisystem 2018, ER 2019:07.

³⁷ Svenska kraftnäts Kortsiktig marknadsanalys 2020, simulering och analys av kraftsystemet 2021-2025.

konkurrenskraftiga i förhållande till andra kraftslag. Dessa riskerar därmed att slås ut, vilket innebär att tillgången till stödtjänster för bland annat balansering minskar. Samtidigt ökar behovet av stödtjänster när elmarknaden blir mer volatil. Svenska kraftnät har historiskt kunnat förlita sig på långsamma skiftningar i produktions- och förbrukningsmönster, vilket inneburit att behoven av nya eller ändrade ersättningsprodukter för att bibehålla systemstabiliteten varit relativt begränsad. Med en allt högre grad av väderberoende produktionskällor kommer skiftningarna sannolikt att gå snabbare. Det kommer att ställa krav på Svenska kraftnät att handla upp större volymer av stödtjänster och sannolikt behövs fler typer av teknologier som kan fungera som snabba ersättningsprodukter för att stabilisera frekvensen i elnätet.

Den andra utmaningen är att det sannolikt kommer att bli svårare för aktörer att planera för resurstillräcklighet då det i dagsläget är oklart i vilken takt och var efterfrågan kommer att öka.

I ett läge där såväl efterfrågan som produktionen blir svårare att förutse kommer en väl fungerande balansmarknad med möjlighet till handel nära realtid bli viktigare. Priser behöver signalera att det finns brist på reserver och skapa investeringssignaler, och aktörer som orsakar obalanser behöver få tydliga ekonomiska incitament att bidra till en förbättrad balans- och frekvenshållning.

Den tredje utmaningen är hur flexibla resurser i ökad utsträckning ska kunna delta i handeln på grossistmarknaderna och även hur användarna på slutkundsmarknaden ska kunna involveras och bli mer flexibla. Detta är viktiga frågor för att uppnå en mer väl fungerande elmarknad. Det är också aktuella frågor i energibranschen och hos Ei och övriga berörda myndigheter.

3.2 Elmarknadsförordningen beskriver genomförandeplanen

Artikel 20.3 i elmarknadsförordningen innehåller de närmare bestämmelserna om utformningen av en genomförandeplan. Av artikel 20.3 följer att:

”Medlemsstater med konstaterade resurstillräcklighetsproblem ska utveckla och offentliggöra en genomförandeplan med en tidsplan för antagande av åtgärder för att undanröja alla konstaterade snedvridningar till följd av lagstiftning eller marknadsmisslyckanden som en del av processen för statligt stöd. Medlemsstaterna ska när de hanterar resurstillräcklighetsproblem framförallt beakta de principer som fastställs i artikel 3 och överväga att

- a) undanröja snedvridningar till följd av lagstiftning,
- b) undanröja pristak i enlighet med artikel 10, L 158/84 SV Europeiska unionens officiella tidning 14.6.2019,
- c) införa en mekanism för bristprissättning för balansenergi såsom avses i artikel 44.3 i förordning (EU) 2017/2195,
- d) öka sammanlänkningskapaciteten och den interna nätkapaciteten i syfte att nå åtminstone sina sammanlänkningsmål såsom avses i artikel 4.1 d i förordning (EU) 2018/1999,
- e) möjliggöra egenproduktion, energilagring, åtgärder på efterfrågesidan och energieffektivitet genom att anta åtgärder för att undanröja snedvridningar till följd av lagstiftning,
- f) säkerställa kostnadseffektiv och marknadsbaserad upphandling av balanserings- och stödtjänster,
- g) avskaffa reglerade priser om så krävs enligt artikel 5 i direktiv (EU) 2019/944.”

Av artikel 3 i elmarknadsförordningen anges att elmarknaderna ska fungera ”i enlighet med följande principer:

- a) Prisbildningen baseras på tillgång och efterfrågan.
- b) Marknadsreglerna skapar fri prisbildning baserad på tillgång och efterfrågan.
- c) Marknadsreglerna främjar utvecklingen av en mer flexibel produktion, hållbar koldioxidsnål produktion och mer flexibel efterfrågan.
- d) Kunderna utnyttjar marknadsmöjligheter och ökad konkurrens på slutkundsmarknaderna och har befogenhet att delta som marknadsaktörer på energimarknaden och i energiöverföringen.
- e) Slutkunders och små företags marknadsdeltagande möjliggörs genom aggregering av produktion från flera kraftproduktionsanläggningar eller last från flera anläggningar för efterfrågefleksibilitet, så att de kan komma med gemensamma erbjudanden på elmarknaden och hanteras gemensamt i elsystemet, i enlighet med unionens konkurrensrätt.
- f) Marknadsreglerna möjliggör utfasning av fossila bränslen ur elsystemet och följaktligen ekonomin, inbegripet genom att möjliggöra integrering av el från förnybara energikällor samt genom att ge incitament till energieffektivitet.
- g) Marknadsreglerna tillhandahåller lämpliga incitament till investeringar i produktion, särskilt långsiktiga investeringar i ett hållbart elsystem där fossila bränslen fasats ut, i energilagring, energieffektivitet och efterfrågefleksibilitet

för att tillgodose marknads behov och underlätta rättvis konkurrens, och därmed säkerställa försörjningstryggheten.

- h) Hinder för gränsöverskridande elflöden mellan elområden eller medlemsstater och gränsöverskridande transaktioner på elmarknaden och berörda tjänstemarknader är avlägsnade.
- i) Marknadsreglerna sörjer för regionalt samarbete där detta är effektivt.
- j) Säker och hållbar produktion, energilagring och efterfrågefleksibilitet deltar på lika villkor på marknaden, i enlighet med kraven i unionsrätten.
- k) Alla producenter är direkt eller indirekt ansvariga för att sälja den el som de producerar.
- l) Marknadsreglerna möjliggör utvecklingen av demonstrationsprojekt om hållbara, säkra och koldioxidsnåla energikällor, energitekniker eller energisystem som kan förverkligas och utnyttjas till nytta för samhället.
- m) Marknadsreglerna möjliggör en effektiv dirigering av produktionstillgångar, energilagring och efterfrågefleksibilitet.
- n) Marknadsreglerna möjliggör inträde och utträde för elproduktions-, energilagrings- och elhandelsföretag baserat på deras bedömning av den ekonomiska och finansiella hållbarheten i sin verksamhet.
- o) I syfte att göra det möjligt för marknadsaktörer att skyddas mot prisvolatilitet på marknadsmässiga grunder samt minska osäkerhet om framtida avkastning på investerat kapital finns det långsiktiga möjligheter att handla risksäkring på börser på ett transparent sätt, och långfristiga elleveransavtal förhandlas öppet under förutsättning att unionens konkurrensrätt efterlevs.
- p) Marknadsreglerna underlättar handeln med produkter i hela unionen och förändringar i regelverket beaktar konsekvenser för såväl kortsiktiga som långsiktiga terminsmarknader och produkter.
- q) Marknadsaktörerna får tillgång till överförings- och distributionsnäten på objektiva, transparenta och icke-diskriminerande villkor.”

Beskrivna principer ska ge vägledning för vad genomförandeplanen ska bidra till.

3.2.1 Åtgärderna i artikel 20.3 är centrala

Listan av åtgärder i elmarknadsförordningens artikel 20.3 ska tolkas mot bakgrund av principerna i förordningens artikel 3 och innehåller sådana åtgärder som medlemsstater med resurstillräcklighetsproblem ska kartlägga i en genomförandeplan. Generellt handlar åtgärderna om att tydliggöra prissignaler och därmed ge elmarknadens aktörer incitament att göra korrekta investeringar,

stimulera till effektiv upphandling av balansresurser, se till att olika typer av pristak tas bort och att ta tillvara möjligheterna till gränsöverskridande handel genom att säkerställa tillräcklig sammanlänkningskapacitet.³⁸ I det följande beskrivs åtgärdskategorierna kortfattat.

Åtgärds punkten a) i listan syftar till att undanröja snedvridningar till följd av lagstiftning. Detta kan handla om att medlemsstaten t.ex. inte har genomfört europeiska regelverk fullständigt eller att nationell lagstiftning riskerar att stå i konflikt med syftena i de europeiska regelverken.

Punkten b) i listan innebär att eventuella nationella regler om pristak ska undanröjas. Av artikel 10 i elmarknadsförordningen framgår att det inte får finnas ett högsta eller lägsta gränsvärde för grossistpriset på el. Bestämmelsen ska enligt artikel 10 tillämpas på bland annat bud- och clearingpriser inom alla tidsramar och omfatta balansenergi och obalanspriser utan att det påverkar de tekniska prisgränser som får tillämpas inom balanstidsramen och inom tidsramarna för dagenföre- och intradagsmarknaden.

Åtgärden i punkten c) handlar om att införa en mekanism för bristprissättning av balansenergi, om inte en sådan finns. En sådan prissättning syftar till att låta en tydlig prissignal visa värdet av att ytterligare energi tillförs elmarknaden.

Punkten d) handlar om målet på sammanlänkningskapacitet mellan en medlemsstat och dess omkringliggande områden. EU:s sammanlänkningsmål är 10 procent till 2020 och 15 procent till 2030.³⁹ Den procentuella andelen beräknas utifrån total kapacitet på sammanlänknings i förhållande till medlemsstatens installerade produktionskapacitet.

I punkten e) betonas vikten av att möjliggöra egenproduktion, energilagring, åtgärder på efterfrågesidan och energieffektivitet genom att anta åtgärder för att undanröja snedvridningar till följd av lagstiftning.

Historiskt har transmissionsnätoperatörerna i Europa kunnat använda olika sätt att säkerställa att de har haft tillräckliga reserver för att hantera balanseringen av elsystemet. Ibland har långa bilaterala kontrakt ingåtts med leverantörer medan

³⁸ Bakgrunden till åtgärderna kan bland annat utläsas ur EU-kommissionens *Slutrapport om branschutredningen om kapacitetsmekanismer* där kommissionen presenterade förslag till hur försörjningstryggheten i unionen kan förbättras och hur behovet av kapacitetsmekanismer kan minskas genom att identifiera och genomföra olika marknadsreformer.

³⁹ Artikel 4.1. d Europaparlamentet och rådets förordning (EU) 2018/1999 av den 11 december 2018 om styrningen av energiunionen och av klimatåtgärder samt om ändring av Europaparlamentets och rådets förordningar (EG) nr 663/2009 och (EG) nr 715/2009, Europaparlamentets och rådets direktiv 94/22/EG, 98/70/EG, 2009/31/EG, 2009/73/EG, 2010/31/EU, 2012/27/EU och 2013/30/EU samt rådets direktiv 2009/119/EG och (EU) 2015/652 och om upphävande av Europaparlamentets och rådets förordning (EU) nr 525/2013 (förordning (EU) 2018/1999).

det för andra typer av reserver har lämpat sig bättre att ha kontinuerlig handel och budgivning. Förutsättningarna har även varierat mellan länder och regioner i Europa. I EU:s regelverk är inriktningen att upphandlingen av balanserings- och stödtjänster ska vara marknadsbaserad, och att handeln ska flyttas närmare realtid. Detta innebär att långa kontrakt mellan transmissionsnätsoperatören och en enskild aktör bör fasas ut så långt som det är möjligt. Åtgärds punkten f) handlar om att upphandlingen ska vara kostnadseffektiv. I linje med detta är det rimligt att balansmarknaden löpande utvecklas för att kunna inkludera en mångfald av aktörer och teknologier.

Artikel 5 i direktiv (EU) 2019/944, som åtgärdslistan hänvisar till i punkt g), handlar om att medlemsstaten som en del i genomförandeplanen ska avskaffa reglerade priser på marknaden för slutkunder. Det vanligaste i Europa och på andra håll i världen där reglerade slutkundspriser förekommer är att kunden i vissa situationer betalar ett lägre pris än den aktuella marginalkostnaden på grossistmarknaden. Detta leder till ineffektivitet genom att kunderna i dylika fall ofta kommer att efterfråga mer energi än vad som är samhällsekonomiskt optimalt framförallt vid tillfällena med höga priser. Genom att ta med denna åtgärd i genomförandeplanen blir det tydligt att resurstillräcklighetsproblem och reglerade slutkundspriser har ett samband och inte är förenliga med en väl fungerande marknad och därför bör undanröjas.

3.3 Kartläggning av behovet av åtgärder

En väl fungerande elmarknad kännetecknas av de principer som framgår av artikel 3 i elmarknadsförordningen, som refererats ovan i 3.2. Övergripande anser Ei att den svenska elmarknaden fungerar på det sätt som avses och att den svenska lagstiftningen stödjer principerna.⁴⁰

En förutsättning för resurstillräcklighet i Sverige är att elmarknadernas fyra delmarknader: prissäkringsmarknaden (också kallad forwardmarknaden), dagenföre- respektive intradagsmarknaden samt balansmarknaden kommer kunna hantera identifierade trender och utmaningar med bibehållen eller ökad effektivitet.

I en rapport från 2016 om variabel elproduktion⁴¹ konstaterade Ei att det svenska elhandelssystemet, det vill säga elmarknaden, uppvisar de egenskaper som krävs för effektiva prissignaler för såväl kortsiktig prissättning som långsiktiga investeringsbeslut. Slutsatsen var att Sverige inte behöver genomföra några

⁴⁰ Se s.407, Energimarknadsinspektionen (2020), Ren energi inom EU, genomförande av fem rättsakter, Ei R2020:02.

⁴¹ Energimarknadsinspektionen (2016), Ökad andel variabel elproduktion, Ei R2016:14.

drastiska förändringar i det befintliga elhandelssystemet. Ei gör bedömningen att denna slutsats fortfarande är giltig.

I utredningen konstaterade Ei dock att det fanns några förutsättningar som behövde ses över för att få elhandelssystemet att fungera ännu bättre. Dessa åtgärder var tekniska prisgränser i prissättningsalgoritmen för dagenföremarknaden, hur flexibla resurser i ökad utsträckning kan komma in på elmarknaden samt ett bättre utnyttjande av befintlig och tillkommande överföringskapacitet mellan elområden och länder. Vidare konstaterade Ei att det också fanns ett behov av att se över skatter och stödssystem så att dessa stödjer den nuvarande marknadsdesignen och därmed en samhällsekonomiskt effektiv marknad. Vår uppfattning är att de identifierade åtgärderna har relevans även idag. Politiska styrmedel påverkar elmarknaden och energy only-modellen. En diskussion kring styrmedel kan därmed sorteras under punkt a) i åtgärdslistan som återfinns elmarknadsförordningens artikel 20.3 som anger att medlemsstaten ska överväga att undanröja snedvridningar till följd av lagstiftning. Denna fråga behandlas närmare i kapitel 4.

3.3.1 Funktionen i prissäkrings-, dagenföre-, och intradagsmarknaden

För att uppnå målet om att de nationella elmarknaderna inom EU ska länkas ihop till en gemensam effektiv marknad har EU:s elmarknadsregler över åren blivit både fler och mer detaljerade. För närvarande bereds inom Regeringskansliet de förslag som Ei har lämnat i rapporten *Ren Energi inom EU – ett genomförande av fem rättsakter*⁴². Rapporten innehåller de förslag som behövs för att Sverige ska införa Ren Energi-paketet som är EU:s senaste lagstiftningspaket för elmarknaden.

Genom förändringar och utveckling av de gemensamma regelverken i EU sker revideringar av de metoder och villkor som gäller för utformningen av prissäkrings-, dagenföre- och intradagsmarknaden. De regelverk som är aktuella är, utöver Ren Energi-paketet, framförallt kommissionsförordningen för kapacitetstilldelning och hantering av överbelastning i dagenföre- och intradagsmarknaderna ((EU) 2015/1222) nedan CACM GL, och förordningen avseende förhandstilldelning av kapacitet i prissäkringsmarknaden ((EU) 2016/1719) nedan, FCA GL. De metoder och villkor som följer av dessa regelverk har till största del hunnit beslutas och genomförs nu i Sverige och övriga EU-länder. Detta innebär att prissäkrings-, dagenföre- och intradagsmarknaderna i hög grad är harmoniserade eller tillämpar likvärdiga metoder och villkor. Vår uppfattning är också att dessa delmarknader är transparenta och att inträdeshindren är försumbara. Vidare är delmarknadernas regler och funktion

⁴² Energimarknadsinspektionen (2020), *Ren Energi inom EU – ett genomförande av fem rättsakter*, EiR2020:02. För mer information om Ren energipaketet, se <https://www.ei.se/sv/for-energiforetag/el/ren-energi-for-alla-i-europa/>.

tydliga och priserna som etableras åtnjuter en hög grad av trovärdighet. De metoder och villkor som nu genomförts enligt EU-regelverken kan också omprövas om nya behov identifieras och det sker också kontinuerligt.

Under 2017 analyserade Ei risksäkringsmöjligheterna på den svenska prissäkringsmarknaden och konstaterade då att risksäkringsmöjligheterna i svenska elområden var tillräckliga.⁴³ Under 2020 har Ei och övriga nordiska tillsynsmyndigheter inlett en ny översyn av risksäkringsmöjligheterna och analysen kommer att färdigställas under 2021.

Problemet som Ei identifierade i rapporten om variabel elproduktion 2016 om nivån på de tekniska prisgränserna för algoritmen för dagenföremarknaden kvarstår. Den kortsiktiga effektiviteten kan förbättras om maxpriserna i prisalgoritmen höjs till motsvarande hur mycket kunden är villig att betala för att undvika ett avbrott, det så kallade värdet av förlorad last, VoLL⁴⁴. Detta är dock inte en fråga där Ei ensidigt har möjlighet att besluta eftersom detta följer av metoder och villkor enligt CACM och ändringar kräver tillräckligt stöd hos övriga energitillsynsmyndigheter inom EU och beslutas av ACER.

På dagenföre- respektive intradagsmarknaden planeras en övergång till handel i 15-minutersprodukter i stället för dagens standard på 60 minuter. Detta krav följer av artikel 8.2 respektive 8.4 i elmarknadsförordningen. Denna utveckling ger bättre möjligheter för en mer exakt balansering av förväntad produktion och förbrukning inför leveransögonblicket och bör därmed även bidra till att återstående balanseringsbehov som transmissionsnätoperatören har att hantera i realtid minskar.

Det går förstås inte att veta om de förändringar som följer av de nu aktuella EU-regelverken är tillräckliga för att säkerställa dessa delmarknaders funktion och behov över tid, men Ei ser för närvarande inte att regelverken skulle ge upphov till snedvridningar eller marknadsmisslyckanden. Ei föreslår därför inte några konkreta åtgärder i genomförandeplanen utöver att Ren Energi-paketet ska införas i svensk rätt i enlighet med Ei:s förslag.

3.3.2 Balansmarknadens funktion

När det kommer till balansmarknadens funktion, har vi i samråd med elmarknadens aktörer och intressenter definierat flera problem- och

⁴³ <https://www.ei.se/sv/nyhetsrum/nyheter/nyhetsarkiv/nyheter-2017/ei-har-provat-om-affarsverket-svenska-kraftnat-ska-utfarda-langsigtiga-overforingsrattigheter/>.

⁴⁴ Värde av förlorad last (eller Value of Lost Load) definieras i elmarknadsförordningen som en uppskattning i euro/MWh av det högsta elpris som kunder är villiga att betala för att undvika strömavbrott.

förbättringsområden.⁴⁵ Den sammantagna bilden är att balansmarknaden idag upplevs som delvis otillgänglig och icke-transparent.

De nuvarande villkoren för att delta i Svenska kraftnäts upphandlingar för frekvensrelaterade stödtjänster är i många avseenden utformade efter vattenkraftsproducenters förutsättningar, vilket kan förklaras av vattenkraftens centrala roll i det svenska elsystemet. Vattenkraftens förmåga att balansera systemet är fortsatt viktig. Energiomställningen skapar dock behov av och utrymme för ytterligare och kompletterande resurser som kan bidra med produktion eller efterfrågefleksibilitet för att balansera elsystemet. Det är därför viktigt att balansmarknaden löpande utvecklas så att nya aktörer och produkter också kan bidra. Batterier är ett exempel på en resurs som bör kunna bidra i frekvensregleringen och redan gör det på andra håll i världen.⁴⁶ Även andra former av energilagring som vätgas samt styrning av elbilsladdning och värmepumpar skulle kunna bidra till balanseringen av elsystemet.⁴⁷

EU:s balansförordning ((EU) 2017/2195) och Svenska kraftnäts införande av den nordiska balansmarknadsmodellen⁴⁸ medför att balansmarknaden i Sverige och Norden kommer att genomgå större förändringar de kommande tio åren och få en delvis annan utformning jämfört med vad som gäller idag. Ei gör bedömningen att förändringarna generellt kommer att göra balanseringen mer effektiv och därmed bidra till en mer välfungerande elmarknad.

Den ökade harmoniseringen är bara i sin början och det är därför inte möjligt att utvärdera hur balansmarknaden kommer att fungera efter att alla nya metoder och villkor har införts. Övergripande gäller dock att balansmarknaderna inom EU ska organiseras på ett sätt som bland annat säkerställer icke-diskriminerande tillträde för alla marknadsaktörer, att tjänster definieras på ett transparent och teknik neutralt sätt och att de upphandlas på ett öppet och marknadsbaserat sätt individuellt eller genom aggregering. Tillämpningen av reglerna ska även adressera behovet av att hantera en allt större andel variabel produktion, ökat utnyttjande av efterfrågefleksibilitet samt införande av ny teknik. Vidare innebär de nya reglerna vissa större förändringar för balansmarknadernas funktionssätt jämfört med idag genom att exempelvis avräkningsperioden för obalanser ska vara 15 minuter i alla planeringsområden senast den 1 januari 2021, såvida inte

⁴⁵ Se också Energimarknadsinspektionen (2020), Ren Energi inom EU – ett genomförande av fem rättsakter, EiR2020:02 som också innehåller vissa förslag som berör balansmarknaden. För mer information om Ren energipaketet, se <https://www.ei.se/sv/for-energiforetag/el/ren-energi-for-alla-i-europa/>.

⁴⁶ Bloomberg Green, 28 februari 2020: <https://www.bloomberg.com/news/articles/2020-02-28/two-years-on-musk-s-big-battery-bet-is-paying-off-in-australia>.

⁴⁷ Energimarknadsinspektionen (2016a), Åtgärder för ökad efterfrågefleksibilitet i det svenska elsystemet, Ei R2016:15.

⁴⁸ Den nordiska balansmarknaden (NBM) är ett omfattande koncept för utveckling och sammankoppling av de nordiska ländernas balansmarknader: <https://nordicbalancingmodel.net/>.

tillsynsmyndigheterna har beviljat ett undantag eller en avvikelse. Det införs också EU-gemensamma plattformar för handel med balansenergi.

Inom ramen för balansmarknaden har vi identifierat förbättringsområden som relaterar till elmarknadsförordningens artikel 20.3, punkterna b) undanröja pristak i enlighet med artikel 10, e) möjliggöra egenproduktion, energilagring, åtgärder på efterfrågesidan och energieffektivitet genom att anta åtgärder för att undanröja snedvridningar till följd av lagstiftning respektive f) säkerställa kostnadseffektiv och marknadsbaserad upphandling av balanserings- och stödtjänster.

3.3.3 Behovet av en mekanism för bristprissättning för balansenergi

En grundläggande egenskap i varje väl fungerande marknad är att priset tillåts att variera och även stiga tillräckligt för att signalera när det finns risk för brist. Punkt c) i elmarknadsförordningens artikel 20.3 berör införandet av en mekanism för bristprissättning för balansenergi såsom avses i artikel 44.3 i balansförordningen.

Många av reglerna i balansförordningen är tvingande. Införandet av en mekanism för bristprissättning är inte en sådan, men om en mekanism ska införas är det, enligt artikel 44.3 i balansförordningen, Svenska kraftnäts ansvar att föreslå och utforma en bristprissättningsmekanism. Svenska kraftnäts förslag till bristprissättningsmekanism ska prövas och därefter godkännas av Ei. Vidare analys inom ramen för detta uppdrag bedöms därför inte relevant.

3.3.4 Sammanlänkningskapacitet mellan Sverige och omvärlden

En central fråga för genomförandet av en inre elmarknad inom EU är att se till att de nationella elmarknaderna är sammankopplade med varandra. För att säkerställa detta finns EU-gemensamma sammanlänkningsmål, som ska vara uppnådda till 2020 respektive 2030.

Tabell 2 visar kapaciteten på sammanlänkningarna⁴⁹ mellan Sverige och omkringliggande länder i form av maximal NTC (Network Transfer Capacity). Den totala överföringskapaciteten för samtliga sammanlänkningsmål är 10 325 MW⁵⁰.

Tabell 2 Överföringskapacitet i form av NTC på Sveriges sammanlänkningsmål

Sammanlänkningsmål	Maximal NTC (Network Transfer Capacity) [MW]
SE1-N04	700
SE1-FI	1100
SE2-N03	600

⁴⁹ Sammanlänkningsmål definieras i 2019/943 som en överföringsledning som passerar eller sträcker sig över en gräns mellan medlemsstater och som kopplar samman medlemsstaternas nationella överföringssystem.

⁵⁰ ENTSO-E (2020) Maximum NTC: <https://www.nordpoolgroup.com/4aa66/globalassets/download-center/tso/max-ntc.pdf>.

SE2-N04	250
SE3-FI	1200
SE3-N01	2145
SE3-DK1	715
SE4-DK2	1700
SE4-PL	600
SE4-LT	700
SE4-DE	615
Total kapacitet	10325

Källa: ENTSO-E (2020) Maximum NTC

I artikel 4.1 d) i förordningen (EU) 2018/1999 om styrningen av energiunionen och av klimatåtgärder⁵¹ anges att kapaciteten på sammanlänkningarna bör vara minst 10 procent av den installerade produktionskapaciteten i landet till 2020 och minst 15 procent till 2030.

Produktionskapaciteten i form av installerad effekt i Sverige beräknas idag till 42 300 MW vid årsskiftet 2020/2021.⁵² Sverige har därmed en sammanlänkingsgrad på 24 procent just nu och uppfyller målet till 2020. Idag är det inte med säkerhet möjligt att besvara hur väl Sverige kommer att klara målet till 2030 eftersom den installerade produktionskapaciteten 2030 inte är känd. Det är rimligt att anta att denna kommer att öka påtagligt till följd av fortsatt utbyggnad av bland annat vindkraft. Det är också känt att Sverige kommer att utöka den totala mängden sammanlänkningsgrader de kommande åren, bland annat genom den tillkommande förbindelsen till norra Tyskland och förstärkningen av förbindelsen mellan norra Sverige och norra Finland.

Ei konstaterar att det finns behov av nationella förstärkningar inom Sverige, men dessa är inte primärt kopplade till målet för kapaciteten på de svenska sammanlänkningarna. Det kan över tid komma att uppstå behov av ytterligare nätförstärkningar till andra länder, för att säkra långsiktig resurstillräcklighet eller att dessa skulle vara samhällsekonomiskt önskvärda att genomföra. Detta är något som Svenska kraftnät, i samarbete med transmissionsnätsoperatörerna i omkringliggande medlemsstater, kontinuerligt analyserar.

⁵¹ EUROPAPARLAMENTETS OCH RÅDETS FÖRORDNING (EU) 2018/1999 av den 11 december 2018 om styrningen av energiunionen och av klimatåtgärder samt om ändring av Europaparlamentets och rådets förordningar (EG) nr 663/2009 och (EG) nr 715/2009, Europaparlamentets och rådets direktiv 94/22/EG, 98/70/EG, 2009/31/EG, 2009/73/EG, 2010/31/EU, 2012/27/EU och 2013/30/EU samt rådets direktiv 2009/119/EG och (EU) 2015/652 och om upphävande av Europaparlamentets och rådets förordning (EU) nr 525/2013.

⁵² Svenska kraftnät (2020d), Kraftbalansen på den svenska elmarknaden, rapport 2020.

Sammantaget uppfyller Sverige kraven i punkt d) i elmarknadsförordningens artikel 20.3, att öka sammanlänkningskapaciteten och den interna nätkapaciteten i syfte att nå åtminstone sina sammanlänkningsmål såsom avses i artikel 4.1 d) i förordning (EU) 2018/1999. Det finns därför inte skäl att i detta läge inkludera ytterligare åtgärder kring detta område i genomförandeplanen.

3.3.5 Det finns inga reglerade priser på den svenska slutkundsmarknaden

Punkt g) i elmarknadsförordningens artikel 20.3 handlar om att medlemsstaten som en del i genomförandeplanen ska avskaffa reglerade priser på marknaden för slutkunder. Priser för slutkundsmarknaden är inte reglerade i den svenska elmarknaden. Eftersom Sverige uppfyller kraven finns det därför inte skäl att överväga ytterligare åtgärder i genomförandeplanen relaterat till denna punkt.

4 Analys av förbättringsområden

I detta kapitel redogör vi för de problem- respektive förbättringsområden som Ei identifierat och vad som kan vara lämpliga åtgärder att vidta. Rapportens presentation följer inte helt kategoriseringen i elmarknadsförordningens artikel 20.3 men relaterar till åtgärdskategorierna a), b), e), och f).

I avsnitt 4.1 beskrivs pågående förändringar på balansmarknaden. I avsnitt 4.2 beskrivs identifierade inträdeshinder samt hinder för effektiv prisbildning på balansmarknaden. Därefter i avsnitt 4.3 diskuteras vikten av ändamålsenliga styrmedel, vars tillämpning har betydelse för funktionen elmarknaden som helhet. Detta följs av avsnitt 4.4 där vi kortfattat beskriver vikten av fortsatt arbete med efterfrågefleksibilitet. I avsnitt 4.5 presenteras avslutningsvis vårt förslag till genomförandeplan.

4.1 Pågående förändringar på balansmarknaden

I bilaga 1 finns en närmare beskrivning av hur balansmarknaden fungerar och vilka olika produkter och typer av upphandlingar samt avrop som Svenska kraftnät tillämpar idag.

Genomförandet av balansförordningen innebär att balansmarknaden i Sverige och Norden kommer att genomgå större förändringar de kommande tio åren och få en delvis annan utformning jämfört med vad som gäller idag. Några av de största förändringarna jämfört med idag är:

- **Anslutning till den europeiska plattformen för automatiska frekvensreglerande reserver (aFRR) Mari och till den europeiska plattformen för manuella frekvensreglerande reserver (mFRR) Picasso.** Dessa båda plattformar ska möjliggöra utbyte av aFRR-balansenergi och mFRR-balansenergi mellan transmissionsnätoperatörerna inom unionen och är obligatoriska för alla transmissionsnätoperatörer. Det här innebär t.ex. att den mFRR-balansenergi som de nordiska transmissionsnätoperatörerna idag handlar på den gemensamma nordiska mFRR-marknaden (reglerkraftmarknaden) kommer att handlas på den europeiska mFRR-plattformen.

Enligt balansförordningen ska plattformarna driftsättas 30 månader efter att genomföranderamarna för plattformarna godkändes. Dessa godkändes av

ACER i januari 2020⁵³ vilket innebär att Svenska kraftnät och övriga transmissionsnätsoperatörer ska ansluta sig till plattformarna senast i juli 2022. Det är möjligt att få undantag från att ansluta sig till plattformarna men det kräver ett godkännande av berörd tillsynsmyndighet. Svenska kraftnät har uppgett att de kommer att skicka in en ansökan om undantag. De har också uppgett att de har för avsikt att ansluta sig till plattformarna någon gång mellan kvartal tre 2023 och kvartal ett 2024.

När Svenska kraftnät ansluter sig till plattformarna kommer budstorleken både för aFRR-balansenergi och mFRR-balansenergi att vara 1 MW.

- **Övergång till 15 minuters avräkningsperiod för obalanser.** I Norden är avräkningsperioden idag 60 minuter. Enligt balansförordningen ska alla transmissionsnätsoperatörer senast i slutet av december 2020 övergå till 15 minuters avräkningsperioder för obalanser. Det är möjligt att ansöka om undantag. Svenska kraftnät och de övriga nordiska transmissionsnätsoperatörer har ansökt om nationella undantag i respektive land. I ansökan uppges att övergången till 15 minuters avräkningsperiod är tänkt att ske den 22 maj 2023. Att avräkningsperioden är 15 minuter är en förutsättning för att Svenska kraftnät ska kunna ansluta sig till aFRR-plattformen och mFRR-plattformen.
- **Övergång till balansering per LFC-område (i Norden sammanfaller detta med elområde).** En stor förändring jämfört med idag är övergången till en balansering per LFC-område (LFC står i detta sammanhang för Load Frequency Control) istället för balansering utifrån det nordiska synkronområdet. Denna förändring kommer enligt senaste uppgifter att ske andra kvartalet 2023. Balansering per LFC-område är en förutsättning för att kunna ansluta sig till aFRR-och mFRR-plattformarna. Övergången kommer också att innebära att Svenska kraftnät behöver kunna säkerställa att det finns en viss mängd balanskapacitet inom varje LFC-område i enlighet med dimensioneringsreglerna i förordningen (EU) 2017/1485 om fastställande av riktlinjer för driften av elöverföringssystem (SO GL).
- **Övergång till en automatiserad nordisk mFRR-balansenergimarknad.** I dagsläget sker Svenska kraftnäts avrop av mFRR-balansenergibud via telefonsamtal vilket försvårar att avropa ett stort antal aktörer inom kort tid. Svenska kraftnät har aviserat att en elektronisk aktivering av mFRR-

⁵³ ACER (2020a) Genomföranderam för en europeisk plattform för utbyte av balansenergi från frekvensåterställningsreserver med manuell aktivering, ACER (2020b) Genomföranderam för en europeisk plattform för utbyte av balansenergi från frekvensåterställningsreserver med automatisk aktivering.

balansenergibud ska vara på plats till kvartal fyra 2021.⁵⁴ Automatisering kommer vara nödvändig för att kunna ansluta sig till mFRR-plattformen.

- **Etablering av en nordisk aFRR-balanskapacitetsmarknad.** I juni 2020 godkände ACER möjligheten för de nordiska transmissionsnätsoperatörerna att få utbyta aFRR-balanskapacitet. Det här ska ske genom en gemensam upphandling av aFRR-balanskapacitet. För att kunna utbyta aFRR-balanskapacitet får de nordiska transmissionsnätsoperatörerna reservera gränsöverskridande överföringskapacitet utifrån en marknadsbaserad tilldelningsprocess i enlighet med artikel 41 i balansförordningen.

4.2 Identifierade inträdeshinder och hinder för effektiv prisbildning på balansmarknaden

I detta avsnitt beskrivs fyra inträdeshinder, följt av sex hinder för effektiv prisbildning. Samtliga hinder har betydelse för investeringsviljan och aktörers val att delta på olika delar av balansmarknaden. Avslutningsvis görs en summering av identifierade förbättringsområden och om dessa påverkas av implementeringen av balansförordningen.

4.2.1 Storleken på minsta tillåtna bud hindrar vissa aktörer från att leverera stödtjänster

Rekommendation: Dagens relativt höga minimikrav på minsta budstorlek för att delta i upphandling av manuella respektive automatiska frekvensåterställningsreserver (mFRR och aFRR) bör utvärderas kontinuerligt för att minska inträdesbarriärer. Storleken på minsta tillåtna bud kommer att sänkas när Svenska kraftnät ansluter sig till de europeiska plattformarna.

Att budstorleken på sikt kommer att minska bidrar till att möjliggöra egenproduktion, energilagring, åtgärder på efterfrågesidan och energieffektivitet genom att anta åtgärder för att undanröja snedvridningar till följd av lagstiftning (åtgärdskategori e)), och till att säkerställa kostnadseffektiv och marknadsbaserad upphandling av balanserings- och stödtjänster (åtgärdskategori f)).

Vid upphandling av aFRR och mFRR ställer Svenska kraftnät idag krav på förutbestämda effektvolymmer för att få delta i budgivningen. Den minsta tillåtna budstorleken för mFRR är 10 MW i elområdena SE1–SE3 respektive 5 MW i SE4.⁵⁵ För aFRR är minsta tillåtna budstorlek 5 MW i samtliga elområden.⁵⁶ De relativt

⁵⁴ Svenska kraftnät (2020c) Svenska kraftnäts begäran om undantag från artikel 53(1).

⁵⁵ Svenska kraftnät, Villkor för mFRR, Bilaga till Avtal om Balansansvar för el.

⁵⁶ Svenska kraftnät, Villkor för aFRR, Bilaga till Avtal om Balansansvar för el.

höga trösklarna som hög budstorlek medför kan försvåra för exempelvis mindre aktörer att delta och erbjuda sina tjänster.⁵⁷ Detta har också lyfts fram av de aktörer som Ei haft dialog med i denna utredning.

När Svenska kraftnät ansluter sig till de europeiska plattformarna kommer budstorleken att sänkas till 1 MW. Det är också möjligt att den samhällsekonomiskt optimala budstorleken (avvägningen mellan att hantera många små bud kontra färre och större) för olika produkter kommer att kunna förändras ytterligare över tid till följd av teknikutveckling. Eftersom plattformarna blir EU-gemensamma kräver det att sådana förändringar beslutas gemensamt inom EU.

4.2.2 Manuella avrop sker via telefon och skapar hinder

Rekommendation: Svenska kraftnät arbetar för att övergå från dagens manuella avrop av mFRR som sker via telefon till elektronisk aktivering. Det bidrar till att möjliggöra egenproduktion, energilagring, åtgärder på efterfrågesidan och energieffektivitet genom att anta åtgärder för att undanröja snedvridningar till följd av lagstiftning (åtgärdskategori e)) och till att säkerställa kostnadseffektiv och marknadsbaserad upphandling av balanserings- och stödtjänster (åtgärdskategori f)).

Inga nya åtgärder har föreslagits för detta förbättringsområde eftersom de redan beslutade åtgärderna bedöms vara tillräckliga.

På balansmarknaden är rutinerna till viss del fortfarande manuella. I dagsläget sker Svenska kraftnäts avrop av mFRR via telefon, vilket gör det svårare att avropa ett stort antal aktörer inom kort tid. Det är också ett skäl till att den minsta tillåtna budstorleken har behövt vara relativt stor. Dagens manuella system kräver dessutom bemanning hos den aktör som lämnat bud för att kunna ta emot avrop. Detta medför oproportionerligt höga kostnader för mindre aktörer. En övergång till elektroniska avrop i mFRR är därför ett viktigt steg för att öppna upp balansmarknaden och möjliggöra för fler aktörer att delta – även med mindre budstorlek. Svenska kraftnät arbetar under 2020–2021 med ett pilotprojekt för elektroniska avrop som ska förenkla och snabba på dagens hantering.⁵⁸ Målet är full implementering av elektronisk aktivering kvartal fyra 2021.⁵⁹

Figur 1 visar Svenska kraftnäts tidplan för utvecklingen av mFRR-marknaden. Den kommande automatiserade marknaden innefattar ett antal funktioner: elektronisk

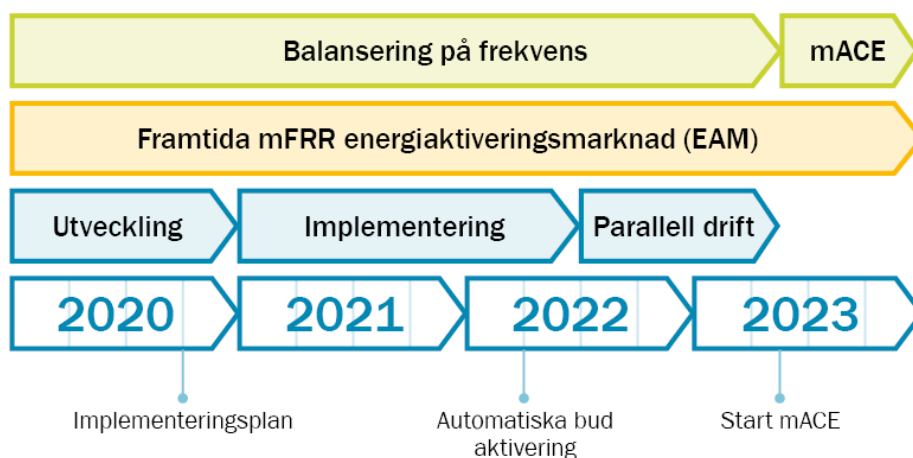
⁵⁷ Energimarknadsinspektionen (2016) Åtgärder för ökad efterfrågeflexibilitet, Ei R2016:15.

⁵⁸ Svenska kraftnät, Elektroniska avrop: <https://www.svk.se/aktorsportalen/elmarknad/systemet-fifty/projekt-elektroniska-avrop/>.

⁵⁹ Svenska kraftnät (2020c) Svenska kraftnäts begäran om undantag från artikel 53(1).

aktivering av bud i de nordiska länderna, automatisk budfiltreringsfunktion, en *Allocation Optimization Function* som stödjer automatisk aktivering av reglerkraft baserat på prognos för obalanser samt nytt beslutsstöd. Implementeringen sker enligt Svenska kraftnät i en stegvis och lärande process. ACE⁶⁰ är ett mått på obalansen i ett elområde, vilken beräknas genom att jämföra faktiska och planerade flöden. Med mACE koordineras detta över hela det synkrona nordiska marknadsområdet och en centraliserad optimering utförs, där balanseringsbehov, tillgängliga balanseringsresurser och tillgänglig överföringskapacitet ingår.

Figur 1 Tidplan för utveckling av mFRR-marknaden.



Källa: Svenska kraftnät (2020c), Ei:s bearbetning.

4.2.3 Krav på symmetriska bud hindrar aktörer från att leverera stödtjänster

Rekommendation: Svenska kraftnät bör så snart som möjligt upphöra att ställa krav på symmetriska bud för FCR-N, då detta krav förhindrar deltagande från ett flertal aktörer.

Ett borttaget krav på symmetriska bud bidrar till att möjliggöra egenproduktion, energilagring, åtgärder på efterfrågesidan och energieffektivitet genom att anta åtgärder för att undanröja snedvridningar till följd av lagstiftning (åtgärdskategori e) och till att säkerställa kostnadseffektiv och marknadsbaserad upphandling av balanserings- och stödtjänster (åtgärdskategori f).

För att delta i upphandlingen av frekvensstabiliseringsreserven FCR-N har Svenska kraftnät för närvarande krav på symmetri, vilket betyder att de leverantörer som deltar i Svenska kraftnäts upphandling för FCR-N måste kunna erbjuda lika mycket uppreglering som nedreglering och att dessa förmågor alltid

⁶⁰ Area Control Error.

behöver finnas tillgängliga samtidigt. Kravet på symmetri medför att vissa aktörer, exempelvis vattenkraftsproducenter, enklare kan lämna bud då kravet följer den reglerbara vattenkraftens karaktär. Kravet på symmetri hindrar dock vissa andra typer av aktörer från att lämna bud. Exempelvis kan vindkraftsaktörer bidra med nedreglering genom att minska sin produktion. Däremot kan inte vindkraftsaktörer alltid reglera upp i samma omfattning. Omvänt skulle förbrukare, om kravet på symmetri tas bort, kunna erbjuda uppreglering genom att minska sin förbrukning.

Elmarknadsförordningen ställer krav på att upp- och nedregleringsbud ska kunna lämnas separat. Under hösten 2020 har Svenska kraftnät framfört till Ei att de avser ändra sina krav men att de behöver behålla systemet med symmetriska bud under en övergångsperiod. Ei har bedömt att Svenska kraftnät har redovisat sådana skäl som krävs för att bibehålla nuvarande regler under övergångsperioden. Svenska kraftnät har därför beviljats undantag från huvudregeln och får upphandla balanskapacitet uppåt och nedåt gemensamt fram till och med den 31 december 2023.⁶¹ Ei kommer under perioden fram till 31 december 2023 löpande följa upp att Svenska kraftnät vidtar de åtgärder som krävs för att kravet på symmetriska bud ska kunna upphöra. Detta villkor som idag diskriminerar vissa aktörer från att delta i upphandlingen kommer alltså att åtgärdas när övergångsperioden är slut.

4.2.4 Förkvalificeringsprocessen riskerar att försvåra inträde på balansmarknaden

Rekommendation: Svenska kraftnät bör se över förkvalificeringsprocessen för de aktörer som vill delta i upphandlingen av frekvensstabiliseringsreserverna FCR-N och FCR-D respektive frekvensåterställningsreserverna aFRR och mFRR. Svenska kraftnät bör även löpande utvärdera de kravspecifikationer som är knutna till leverans av respektive stödtjänst. Detta för att underlätta för nya aktörer och tekniker att delta på balansmarknaden.

En förbättrad förkvalificeringsprocess bidrar till att möjliggöra egenproduktion, energilagring, åtgärder på efterfrågesidan och energieffektivitet genom att anta åtgärder för att undanröja snedvridningar till följd av lagstiftning (åtgärdskategori e)) och till att säkerställa kostnadseffektiv och marknadsbaserad upphandling av balanserings- och stödtjänster (åtgärdskategori f)).

För att kunna delta i upphandlingen av frekvensstabiliseringsreserverna FCR-N och FCR-D respektive frekvensåterställningsreserverna aFRR och mFRR behöver

⁶¹ Energimarknadsinspektionens beslut av den 22 oktober 2020, diarienummer 2019-103272.

leverantörers anläggningar genomgå en så kallad förkvalificeringsprocess för att redovisa att de uppfyller de tekniska villkoren för de olika stödtjänsterna.⁶² Kravet på att ha en förkvalificeringsprocess styrs av EU-förordningen SO GL.

Sedan 2018 har Svenska kraftnät en process för förkvalificering⁶³. Metoderna och villkoren som Svenska kraftnät ansökt om att få tillämpa i förkvalificeringen har godkänts av Ei. Detta godkännande skedde dock innan elmarknadsförordningen trädde i kraft.

I arbetet med detta uppdrag har aktörer framfört att de stöter på hinder relaterade till förkvalificeringsprocessen och kraven för förkvalificering. Exempelvis har det nämnts att processen tar lång tid⁶⁴, vilket medför att möjligheten för aktörer att erbjuda sina tjänster försenas. Bland de aktörer som Ei har varit i kontakt med pekas förkvalificeringsprocessen också ut som något som försvårar möjligheten till investeringsbeslut. Det beror på att investeringen i nödvändig teknik måste vara gjord innan aktören kan få ansöka om att delta.

4.2.5 Metoden för att beräkna kostnadsbaserade bud i FCR innebär en form av prisreglering och riskerar att diskriminera aktörer

Rekommendation: Svenska kraftnäts krav på kostnadsbaserade bud i FCR bör tas bort då detta innebär en form av prisreglering. Därutöver bör varje typ av budgivare ges möjlighet att delta på balansmarknaden utifrån likvärdiga förutsättningar oavsett vilken typ av resurs de förfogar över.

Ett avskaffande av kostnadsbaserade bud bidrar till att möjliggöra egenproduktion, energilagring, åtgärder på efterfrågesidan och energieffektivitet genom att anta åtgärder för att undanröja snedvridningar till följd av lagstiftning (åtgärdskategori e)), samt till att säkerställa kostnadseffektiv och marknadsbaserad upphandling av balanserings- och stödtjänster (åtgärdskategori f)).

Ett villkor i Svenska kraftnäts upphandling av frekvensstabiliseringsreserven FCR är idag att de bud som läggs på balanskapacitet i FCR⁶⁵ ska vara kostnadsbaserade. Detta innebär att priset ska vara baserat på den faktiska

⁶² Svenska kraftnät, Förkvalificering: <https://www.svk.se/aktorsportalen/elmarknad/information-om-stodtjanster/forkvalificering/>.

⁶³ Svenska kraftnät (2020a), Presentation från aktörmöte 22 oktober 2020.

⁶⁴ Efter inkommen ansökan ska Svenska kraftnät återkoppla om ansökan är fullständig inom åtta veckor, om Svenska kraftnät begär kompletterande information ska denna lämnas inom fyra veckor, från det att Svensk kraftnät har bekräftat att ansökan är fullständig ska ett beslut om förkvalificeringen är godkänd ges inom tre månader.

⁶⁵ Svenska kraftnät, Villkor för FCR, Bilaga till Avtal om Balansansvar för el.

kostnaden för att nyttja resursen för balansering. För att beräkna kostnaden ska den som vill lägga bud på FCR använda sig av de metoder som Svenska kraftnät tillämpar⁶⁶ för FCR.

Metoderna för kostnadsbaserad prissättning är enbart specificerade för vattenkraftproduktion och går inte att direkt översätta till andra typer av produktionsresurser. Det beror på att kostnaderna baseras på beräkningar av förlorade intäkter till följd av mindre effektivt användande av vattenmagasin och kostnader för extra slitage på grund av ökat antal förändringar i produktionsläge. Att beräkna kostnader på detta sätt lämpar sig därför inte lika bra för annan typ av produktion eller för efterfrågefleksibilitet.

Att ställa krav på hur buden ska beräknas riskerar i sig att påverka en effektiv prisbildning negativt, då det kan fungera som prisreglering. Risken finns att villkoren, om de får en felaktig utformning, diskriminerar aktörer eller medför att aktörer på grund av oklarheter eller dåligt tillämpade regler kan avstå att delta i upphandlingen vilket kan försämra prisbildningen.

Frågan om hur bud ska beräknas kommer att prövas av Ei inom ramen för balansförordningen.

4.2.6 Lägre maxpris på reglerkraftmarknaden (mFRR) än på övriga delmarknader ger felaktiga incitament

Rekommendation: För att säkerställa väl fungerande marknader bör administrativt satta maxpriser undvikas så långt som möjligt och åtminstone inte sättas på en nivå som riskerar att tränga undan produktionsresurser eller efterfrågefleksibilitet från deltagande. Reglerkraftmarknadens maximala pris bör vara åtminstone lika högt som det högsta maximala pris som tillämpas på dagenföre- och intradagsmarknaden.

En justering av maxpriset minskar de felaktiga incitament som nu råder i Sverige och bidrar till att undanröja pristak i enlighet med artikel 10 (åtgärdskategori b)).

⁶⁶ Svenska kraftnät, Regler för FCR, Bilaga till Balansansvar för el.

På dagenföremarknaden är maxpriset för närvarande 3 000 euro/MWh,⁶⁷ medan det på intradagsmarknaden är 9 999 euro/MWh.⁶⁸ På reglerkraftmarknaden där manuella frekvensåterställningsreserver (mFRR) handlas gäller för närvarande 5 000 euro/MWh som maxpris.

När maxpriserna skiljer sig åt mellan delmarknaderna får marknadsaktörer incitament att bjuda in sina resurser på en viss delmarknad. Dagens situation ger därför försvagade incitament för balansansvariga att planera sig i balans före drifttimmen. I en situation när intradagspriset överstiger 5 000 euro/MWh har aktören möjlighet att säkerställa sin balans till en lägre kostnad än på intradagsmarknaden genom att välja att inte vara i balans och i stället i realtid ha en planerad underbalans. Detta incitament existerar för att det inte kan bli dyrare att köpa balanskraft än det maximala priset på reglerkraftmarknaden, det vill säga 5 000 euro/MWh.

Nivån på maxpriserna kan inte längre bestämmas nationellt när Svenska kraftnät ansluter sig till de europeiska plattformarna. Istället måste maxpriserna regleras enligt de metoder och villkor som fastställs gemensamt inom EU eller regionalt enligt gällande EU-regelverk. Men innan Svenska kraftnät anslutit gäller att olika maxgränser kan ge upphov till incitament för aktörer att vara i obalans vilket medför att Svenska kraftnäts behov av olika reserver för att återställa frekvensen kan öka.

En justering av maxpriserna i dagens reglerkraftmarknad till de gränser som anges i genomföranderamen för plattformen Mari (för mFRR-produkter) när Svenska kraftnät så småningom ansluter sig till den, förbättrar dagens incitamentsproblematik. Ei har dock inte identifierat något skäl till att maxpriset inte kan ändras tidigare av Svenska kraftnät än vid anslutning till plattformarna.

⁶⁷ Regelverket innehåller en mekanism som leder till att nivån automatiskt justeras upp med 1 000 euro/MWh varje gång som marknadspriset uppgår till 60 procent av aktuellt maxpris i något elområde som deltar i marknadskopplingen. Detta innebär i praktiken att maxpriset för hela Europa är enhetligt och att nivån automatiskt justeras så snart priset någonstans i Europa utlöser höjningen.

⁶⁸ Denna nivå kommer också justeras upp om dagenföremarknadens maxpris någon gång i framtiden kommer att överstiga den aktuella nivån för intradagsmarknaden. Justeringsmekanismen kommer då leda till att maxprisnivån för intradagsmarknaden respektive dagenföremarknaden blir desamma. Prisgränserna är fastslagna i ACER (2017) Harmonised maximum and minimum clearing prices for single day-ahead coupling in accordance with Article 41(1) of Commission Regulation (EU) 2015/1222 of 24 July 2015 establishing a guideline on capacity allocation and congestion management (CACM Regulation).

4.2.7 Prisinformation bör publiceras så nära realtid som möjligt

Rekommendation: Svenska kraftnät bör publicera prisinformation från reglerkraftmarknaden så nära realtid som möjligt för att säkerställa att samtliga aktörer har tillgång till samma information. Vikten av snabbare återkoppling och prisinformation kommer att öka med övergången till 15-minutersprodukter och avräkning i samband med implementeringen av balansförordningen.

Publicering av prisinformation närmare realtid bidrar till att säkerställa kostnadseffektiv och marknadsbaserad upphandling av balanserings- och stödtjänster (åtgärdskategori f)).

Priset är den centrala informationsbäraren på en marknad. För att aktörer på balansmarknaden ska vara aktiva och flexibla behöver de tillgång till transparent prisinformation så nära realtid som möjligt. Baserat på den information som Ei har från såväl marknadsaktörer som Svenska kraftnät finns i huvudsak den information som behövs för att aktörerna ska kunna agera. Ibland händer det dock att prisinformationen avseende aktuella upp- eller nedregleringar inte når ut till alla aktörer direkt utan ges med en fördröjning på upp till två timmar. Orsaken till tidsfördröjningarna är att det behöver ske en delvis manuell hantering av informationen innan den kan publiceras.

När fördröjningar inträffar kommer den aktör som senast fått något av sina bud aktiverade ha information om ifall systemet i det ögonblicket upp- eller nedregleras och till vilket pris som reglering sker medan övriga aktörer inte har någon eller mycket liten kännedom om detta. Detta ger aktörer vars bud nyligen avropats ett informationsövertag gentemot andra aktörer. Utöver att riskera att ge upphov till insiderproblematik, är konsekvensen av sen publicering av prisinformation att prissignalen kommer att saknas för flera av de aktörer som hade kunnat agera som respons på signalen.

I takt med att balansmarknaden blir viktigare för elsystemet är det viktigt att prissignalerna slår igenom snabbt. Detta behov kan förväntas öka med övergången till 15-minutersprodukter och avräkning i samband med implementeringen av balansförordningen.

Frågan om publicering av information tillhör sådana villkor som prövas inom ramen för balansförordningen.

4.2.8 Prissättning av vissa reserver med metoden pay as bid bör ses över

Rekommendation: Det bör utredas om tillämpningen av pay as bid vid prissättning inom ramen för FCR-N och FCR-D är den mest ändamålsenliga prissättningsmetoden. En fortsatt granskning av lämplig prissättning kommer att genomföras inom ramen för de metoder och villkor som utarbetas enligt balansförordningen. Därmed pågår eller planeras förändringar eller åtgärder avseende det förbättringsområde som handlar om att säkerställa kostnadseffektiv och marknadsbaserad upphandling av balanserings- och stödtjänster (åtgärdskategori f)).

Som redovisats ovan prissätts marknadsaktörers bud i FCR-N, FCR-D och aFRR enligt pay as bid-principen, det vill säga till budpris. Alternativet till pay as bid är marginalprissättning, så kallad pay as clear.⁶⁹

För aFRR kommer prissättningen att ändras till metoden pay as clear i enlighet med ett beslut från ACER.⁷⁰

I balansförordningen är det inte tydligt angivet vilken prissättningsmetod som ska användas för balanskapacitet. I arbetet med detta uppdrag har det kommit kritik från marknadsaktörerna mot att marginalprissättning inte tillämpas av Svenska kraftnät för frekvensstabiliseringsreserven FCR. Aktörerna anser att marginalprissättning är en förutsättning för en mer effektiv resursallokering. Frågan om prissättningsmetoder kommer att prövas av Ei enligt balansförordningen.

Teorin visar att pay as bid och pay as clear ger ungefär samma utfall under vissa antaganden. Ett sådant antagande är exempelvis att den produkt som handlas är homogen⁷¹, att det finns tillräcklig konkurrens på balansmarknaden och att aktörerna har tillgång till samma information. Om dessa förutsättningar inte är uppfyllda är det osannolikt att de olika prissättningsmetoderna ger samma utfall.⁷² Ofta brukar det argumenteras för att om marknaden är tillräckligt mogen, med fungerande konkurrens, så är marginalprissättning att föredra. För att bättre veta vilken prissättningsmetod som är mest effektiv i ett specifikt fall behövs

⁶⁹ Came och Dupuy (2005) Pricing in Wholesale Electricity Markets.

⁷⁰ ACER Decision on Nordic aFRR Capacity market rules: Annex 1, Methodology on the common and harmonised rules and processes for the exchange and procurement of aFRR balancing capacity for the Nordic LFC Block.

⁷¹ Att en produkt är homogen innebär att ett företags produkt inte skiljer sig från andra företags produkter genom olika utformning.

⁷² Se exempelvis Kahn m.fl. (2001) Uniform Pricing or Pay-as-Bid Pricing: A Dilemma for California and Beyond.

kvantitativa analyser utifrån verkliga data.⁷³ Sådan analys har inte varit möjligt att genomföra inom ramen för detta uppdrag.

Ovanstående talar för att det finns anledning för Svenska kraftnät och Ei att göra fördjupade jämförande analyser av vilken prissättningsmetod som är mest lämplig.

4.2.9 Specialregleringar som snedvrider prissignalen i balansmarknaden ska undvikas

Rekommendation: Svenska kraftnät bör med start 2021 årligen redovisa hur åtgärder som görs av nätskäl påverkar priserna på balansenergi eller avräkningen av aktörers obalanser på den svenska och nordiska elmarknaden. Vidare bör rimligheten i prissättningen av de bud som aktiveras för andra ändamål än balansskäl och som prissätts annorlunda än bud som aktiveras av balansskäl analyseras vidare.

Genom att följa hur specialregleringar av nätskäl påverkar priserna på balansenergi bör det i högre grad kunna upptäckas om det finns behov av att vidta åtgärder för att säkerställa kostnadseffektiv och marknadsbaserad upphandling av balanserings- och stödtjänster (åtgärdskategori f)).

Den nordiska reglerkraftmarknaden (för mFRR) används huvudsakligen för att balansera elsystemet. Priserna som bildas på denna marknad används i balansavräkningen och ligger till grund för de obalanskostnader som en balansansvarig till slut får bära.

Reglerkraftmarknaden används också av de systemansvariga för att hantera nätrelaterade problem där en särskild typ av åtgärder kallas för specialreglering. Specialreglering sker när Svenska kraftnät eller någon av de andra transmissionsnätoperatörerna i Norden avropar bud för att upprätthålla nätsäkerheten, dvs. inte för att balansera elsystemet.⁷⁴ Tillämpningen av specialreglering påverkar därför prissignalerna och därmed behovet av mFRR-resurser för att balansera elsystemet.

Avräkningspriser

Aktörer som deltar med bud i reglerkraftmarknaden avräknas olika beroende på om Svenska kraftnät aktiverar budet för balanseringsbehov eller för nätrelaterade behov. När bud avropas för balansering kommer avräkning att ske till det högsta priset bland de bud som behövdes för att genomföra balanseringen vid

⁷³ Se exempelvis Viehmann et al. (2018) Multi-unit multiple bid auctions in balancing markets: an agent-based Q-learning approach.

⁷⁴ Ur Svenska kraftnäts Bilaga till Avtal om Balansansvar för el, Avtalsbilaga 1, Definitioner.

uppreglering och till det lägsta priset bland de bud som behövdes för att genomföra tillräcklig nedreglering. Det betyder att alla bud som avropats för exempelvis uppreglering avräknas till samma marginella pris (pay as clear). De bud som istället avropas och används för specialreglering avräknas istället enligt metoden pay as bid.

Specialregleringar påverkar balansenergipris och obalanspris

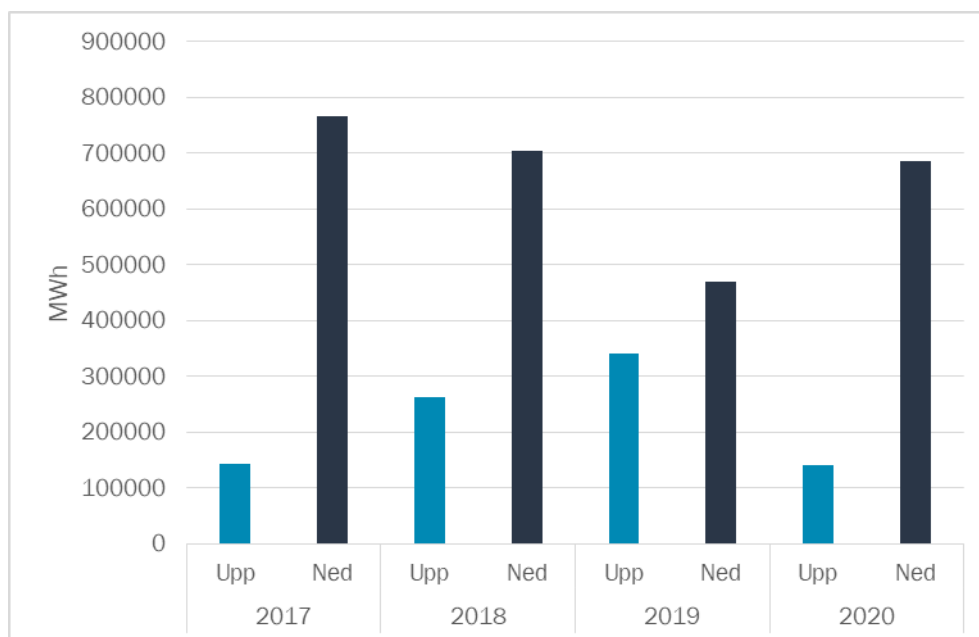
Ei anser att åtgärder i systemdriften, som beror på begränsningar i nätet, inte bör påverka prissättningen av balansenergi eller obalanspriser. Orsakerna till detta är dels att priset på balansenergi påverkas när buden avropas för olika typer av ändamål, dels att Svenska kraftnäts hantering av nätbegränsningarna får följder för frekvenshållningen.

För att avlasta en begränsning i nätet, utan att påverka frekvensen, behöver elproduktionen ökas på den ena sidan av begränsningen och minskas lika mycket på den andra sidan. Detta förfarande gäller vid mothandel eller omdirigering. När endast upp- eller nedreglering beställs genom specialreglering påverkas elsystemets balans och därmed frekvensen. Eventuella ytterligare avrop som är nödvändiga att göra för att återställa frekvensen kategoriseras av Svenska kraftnät som balansreglering. Detta leder till en potentiell snedvridning av balansenergipriserna så att dessa inte längre reflekterar aktörernas faktiska obalanser. Störst konsekvens får det om specialregleringen är så stor att elsystemets balans svänger från att vara överbalanserat till att bli underbalanserat eller tvärtom.

Förekomsten av specialregleringar idag

För att ta reda på hur vanligt förekommande nyttjandet av specialregleringar är och därmed hur ofta problemet aktualiseras, har vi sammanställt de volymer som de nordiska transmissionsnätoperatörerna har angett som specialreglering perioden 2017–2020. Om lika stor volym alltid aktiveras för upp- respektive nedreglering indikerar det att specialregleringen inte haft frekvenspåverkan. Historiska specialregleringsvolymer i det nordiska synkrona området visas i figur 2 nedan.

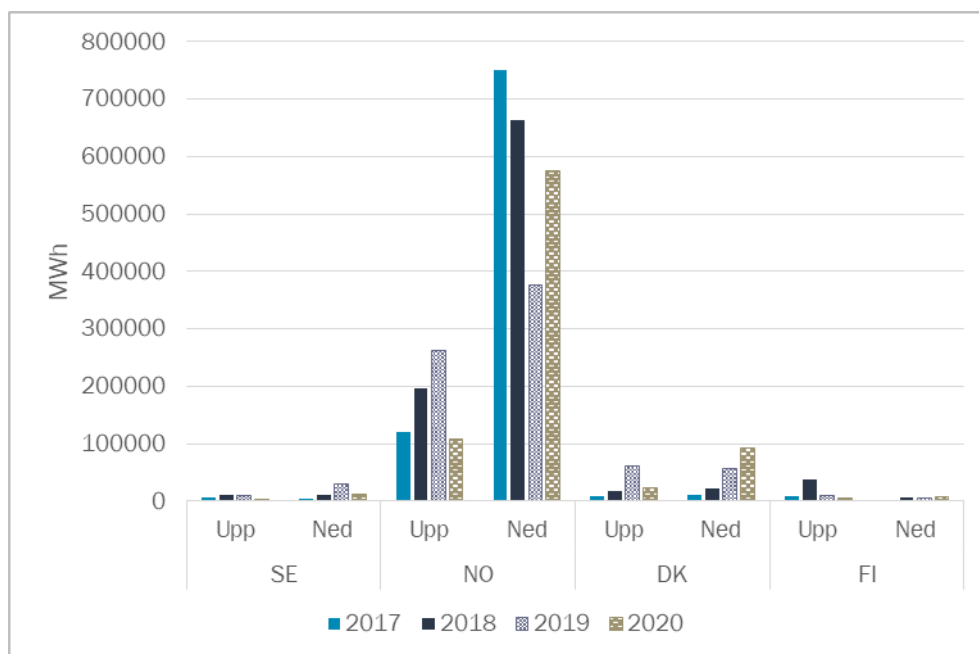
Figur 2 Volymen specialreglering i det nordiska synkronområdet, MWh



Källa: Statistik från Nord Pool Spot.

Figur 2 visar att förekomsten av nedregleringarna är betydligt högre än uppregleringarna. Det visar ett konsekvent mönster med större volym nedreglering än uppreglering, när specialregleringar genomförs i Norden. Detta medför att specialregleringarna har en påverkan på frekvensen och därmed behovet av efterföljande balansregleringar. Påverkan kan vara olika från timme till timme. Det kan teoretiskt finnas timmar där uppregleringar och nedregleringar tar ut varandra men statistiken visar att det är sannolikt att specialregleringar har önskad påverkan på prissignalerna till aktörerna på elmarknaden. I figur 3 bryter vi ned de totala siffrorna för Norden per land.

Figur 3 Specialreglering per land i det nordiska synkronområdet, MWh



Källa: Statistik från Nord Pool Spot

Den landsvisa uppdelningen visar att skillnaden mellan upp- och nedreglering på aggregerad nivå i Sverige är mindre än i andra nordiska länder. Av figuren tycks alltså problemet med att frekvensen störs i Sverige genom Svenska kraftnäts hantering av nätproblem vara mindre utbredd.

Prissättningen av specialregleringar bör ses över

Användningen av två olika prissättningsmetoder bidrar ytterligare till att effektiviteten i nuvarande ordning kan ifrågasättas. Eftersom specialregleringar prissätts enligt pay as bid, får aktörerna incitament att ändra sina bud utifrån hur stor sannolikheten är att ett specifikt bud kommer avropas som special- respektive balansreglering. Om aktören förväntar sig att ett bud kommer att avropas för specialreglering är det möjligt att aktören anpassar sitt bud i enlighet med vad den förväntar sig kunna få i ersättning. Detta innebär en risk för ineffektivt resursutnyttjande och ineffektiva priser.

4.2.10 Avgiftsstrukturen för balansansvariga socialiserar kostnader

Rekommendation: För att ge tydligare signaler till marknadsaktörer bör de avgifter som belastar balansansvariga (BRP) så långt det är möjligt motsvara de kostnader som respektive aktör ger upphov till (den så kallade förorenaren betalar-principen). En reviderad avgiftsstruktur kommer att föreslås i närtid av Svenska kraftnät och prövas av Ei i enlighet med balansförordningens artikel 44.3.

Med den kommande prövningen kommer åtgärder eventuellt vidtas som bidrar till en mer kostnadseffektiv och marknadsbaserad upphandling av balanserings- och stödtjänster (åtgärdskategori f)).

En nyckel till en effektiv elmarknad är förekomsten av prissignaler som avspeglar tillgången på effekt och energi. Utöver priserna som etableras på balansmarknaden och för avräkning påverkas incitamenten även av avgifter som aktören måste betala för att ha tillträde till marknaden.

För närvarande ser Svenska kraftnät över de avgifter som tillämpas och en ny avgiftsstruktur ska lämnas till Ei för prövning innan den kan börja gälla. Prövningen sker inom ramen för balansförordningen.

Nuvarande avgiftsstruktur

Den nuvarande avgiftsstrukturen hos Svenska kraftnät ser i sammandrag ut enligt nedan⁷⁵:

- Balanskraftavgift 0,50 euro/MWh (för förbrukningsbalanskraft)
- Grundavgift för förbrukning 0,72 euro/MWh
- Grundavgift för produktion 0,36 euro/MWh
- Veckoavgift 30 euro

Grundavgiften för förbrukning och produktion liksom veckoavgiften är fasta. De fasta avgifterna, bortsett från veckoavgiften, avgörs av aktörens storlek och inte av aktörens förmåga att balansera sin portfölj, dvs. dennes balans mellan utbud och efterfrågan. Konstruktionen innebär att ju större åtagande i form av förbrukning och/eller produktion den balansansvarige har desto högre blir den totala kostnaden för aktören. För Svenska kraftnät motsvarade grundavgifterna ca 96 procent av intäkterna från balansansvariga inom verksamhetsgrenen Systemansvar 2019.⁷⁶

⁷⁵ Svenska kraftnät (2020b) Framtida balansansvarsavgift, Möte med Energimarknadsinspektionen 2020-09-24, presentationsmaterial.

⁷⁶ Beräkning utifrån Svenska kraftnät (2020b) Framtida balansansvarsavgift Möte med Energimarknadsinspektionen 2020-09-24, presentationsmaterial.

Balanskraftavgiften är rörlig och kan närmast liknas vid en transaktionsavgift för de volymer balanskraft som den balansansvarige handlar med Svenska kraftnät. Ökade obalanser hos den balansansvarige leder genom balanskraftavgiften till högre kostnader för den balansansvarige. För Svenska kraftnät utgjorde intäkter från balanskraftavgiften ca fyra procent av intäkterna från balansansvariga inom verksamhetsgren Systemansvar 2019.⁷⁷

Generellt om avgifter med styrande verkan

En viktig princip vid utformning av avgifter som ska ge korrekta incitament är att de avgifter som samlas in i största möjliga mån betalas av den aktör som ger upphov till kostnaden för systemet som helhet, dvs. att den så kallade förorenaren betalar-principen följs. Eftersom avgiftsstrukturen kommer att prövas av Ei när Svenska kraftnät lämnar in sitt förslag i enlighet med balansförordningen så kommer denna och andra frågor att analyseras och det finns därför inte skäl att ytterligare beröra denna fråga inom ramen för detta uppdrag.

Svenska kraftnäts kostnader för reserver fördelas mellan nät och system

Vid den kommande prövningen av Svenska kraftnäts förslag till avgiftsstruktur är det av intresse att granska hur kostnader som avser hantering och drift av nätet och som finansieras av stamnätstarifferna och de systemkostnader som finansieras via avgifterna för balansansvariga aktörer fördelas mellan de två verksamhetsområdena. Merparten av de i detta kapitel beskrivna reserverna är kostnadsmissigt fördelade på verksamhetsområde system hos Svenska kraftnät.

Fördelningen mellan kostnader som belastas nätkunder respektive aktörerna på elmarknaden skiljer sig åt mellan de nordiska länderna, se tabell 3. Som framgår av tabellen fördelar Svenska kraftnät en större del av kostnaderna för reserver på de balansansvariga än de övriga nordiska transmissionsnätoperatörerna.

Tabell 3 Andel av kostnaderna för respektive reserv som belastar balansansvariga aktörer, 2018⁷⁸

	Danmark	Finland	Norge	Sverige
FCR-N	100%	100%	40%	100%
FCR-D	10%	10%	40%	33%
mFRR	10%	10%	10%	40%
aFRR	10%	100%	10%	100%

Källa: Svenska kraftnät (2020b) Framtida balansansvarsavgift Möte med Energimarknadsinspektionen 2020-09-24, presentationsmaterial.

⁷⁷ Beräkning utifrån Svenska kraftnät (2020b) Framtida balansansvarsavgift Möte med Energimarknadsinspektionen 2020-09-24, presentationsmaterial.

⁷⁸ För Finland är inte energikostnaden för FCR-N inkluderad. För Norge inkluderas energikostnaderna för de fyra reserverna. För Sverige inkluderas kapacitetskostnaden som tas ut genom balansansvarigas avgifter. FRR-M-fördelningen för Sverige avser störningsreserven eftersom det då inte fanns någon mFRR-kapacitet.

I takt med att vi får en alltmer gemensam balansmarknad inom Norden och EU bör det också övervägas att harmonisera avgiftsstrukturen och de kostnader som ska täckas av balansansvariga för att skapa enhetliga incitament på den gemensamma nordiska balansmarknaden. Med en gemensam fördelningsprincip av kostnader kan också avgifterna för de balansansvariga bli mer likartade på den nordiska balansmarknaden. Sverige eller Ei kan dock inte ensamt driva fram en harmonisering utan det kräver nordisk samverkan.

4.2.11 Summering av identifierade förbättringsområden som berörs av genomförande av balansförordningen

Tabell 4 summerar samtliga identifierade förbättringsområden. Genomgången av de planerade ändringarna visar också att sju av nio förbättringsområden kommer att beröras av implementeringen av balansförordningen.

Tabell 4 Summering av vilka problem- respektive förbättringsområden som berörs av balansförordningen

Identifierade problem- respektive förbättringsområden Indelade efter åtgärds-kategorier	Berörs av Implementeringen av balansförordningen
b) undanröja pristak i enlighet med artikel 10	
Lägre maxpris på reglerkraftmarknaden (mFRR) än på övriga delmarknader ger felaktiga incitament	Ja
e) möjliggöra egenproduktion, energilagring, åtgärder på efterfrågesidan och energieffektivitet genom att anta åtgärder för att undanröja snedvridningar till följd av lagstiftning	
Förkvalificeringsprocessen riskerar att försvåra inträde på balansmarknaden	Nej
f) säkerställa kostnadseffektiv och marknadsbaserad upphandling av balanserings- och stödtjänster	
Prisinformation bör publiceras så nära realtid som möjligt	Nej
Prissättning av vissa reserver med metoden pay as bid bör ses över	Ja
Specialregleringar som snedvrider prissignalen på balansmarknaden ska undvikas	Ja
Avgiftsstrukturen för balansansvariga socialiserar kostnader	Ja
e) möjliggöra egenproduktion, energilagring, åtgärder på efterfrågesidan och energieffektivitet genom att anta åtgärder för att undanröja snedvridningar till följd av lagstiftning samt f) säkerställa kostnadseffektiv och marknadsbaserad upphandling av balanserings- och stödtjänster	
Manuella avrop sker via telefon och skapar hinder	Ja
Storleken på minsta tillåtna bud hindrar vissa aktörer från att leverera stödtjänster	Ja
Krav på symmetriska bud hindrar aktörer från att leverera stödtjänster	Ja
Metoden för att beräkna kostnadsbaserade bud i FCR innebär en form av prisreglering och riskerar att diskriminera aktörer	Ja

4.3 Styrmedel bör vara ändamålsenliga

Staten kan använda sig av olika former av styrmedel för att påverka individer eller

Rekommendation: Redan existerande såväl som eventuella framtida energipolitiska styrmedel bör förses med följande komponenter.

- Ett tydligt och utförligt beskrivet syfte,
- I förväg etablerade mål som möjliggör uppföljning av huruvida syftet med styrmedlet är uppfyllt,
- En ändamålsenlig koppling mellan syfte och mål, i de fall kvantitativa mål är inkluderade i styrmedlet och
- En tydlig utfasningsplan som initieras när indikatorerna anger att styrmedlets syfte har uppnåtts.

Genomförande av ovanstående rekommendationer bidrar till att undanröja snedvridningar till följd av lagstiftning (åtgärdskategori a)).

företag att ändra sina beteenden. Ur ett samhällsekonomiskt perspektiv motiveras styrmedel utifrån att det finns marknadsmisslyckanden som gör att elmarknaden inte själv allokerar resurser så att de gör störst samhällsnytt. ⁷⁹ Staten kan också införa styrmedel av anledningar där det direkta marknadsmisslyckandet inte är lika tydligt, men där man anser att det finns behov av förändringar för att nå uppställda mål.

4.3.1 Ändamålsenliga styrmedel

Innan ett styrmedel införs är det viktigt att styrmedlets utformning noga övervägs så att det utformas så ändamålsenligt som möjligt. För det behöver bakgrunden till införandet utvärderas ihop med vilka lösningsförslag som är möjliga och hur de förväntade utfallen skiljer sig åt. ⁸⁰

Det finns flera faktorer som påverkar om ett styrmedel är ändamålsenligt. För det första är det viktigt att styrmedlet utformas för att vara kostnadseffektivt, det vill säga att det går att nå det givna målet till lägsta samhällsekonomiska kostnad. Detta är viktigt oavsett anledning till införandet av styrmedlet. Om styrmedlet inte är kostnadseffektivt slösas det med samhällets resurser i onödan.

⁷⁹ Exempel på marknadsmisslyckanden är negativa- och positiva externa effekter, asymmetrisk information och kollektiva varor. Se exempelvis Brännlund och Kriström (2012) för diskussion om marknadsmisslyckanden.

⁸⁰ Utvärderingar av styrmedel kan göras på olika sätt. Se Sweco (2014) eller Konjunkturinstitutet (2018) för utförligare diskussioner.

För det andra behöver styrmedlets resultat och effekter kontinuerligt följas upp. Behov av styrmedel och dess ändamålsenlighet kan förändras över tid. Förändringar i elmarknadens struktur eller funktion kan medföra att det som ursprungligen motiverade styrmedlet inte längre existerar eller att det ändrat karaktär på sådant sätt att styrmedlet inte längre är lämpligt för att nå målet. Detta kan exempelvis ske när en subventionerad teknik mognar och kan konkurrera på egna meriter utan subvention. Detta kan innebära behov av att revidera styrmedlet.

För det tredje är det viktigt att det finns en plan för att fasa ut ett styrmedel när styrmedlets syfte är uppnått.⁸¹ Styrmedel som inte är motiverade riskerar att störa elmarknadens funktion och orsaka onödigt användande av samhällets resurser. Det är därför viktigt att det redan när styrmedlet introduceras finns en plan för hur styrmedlet ska fasa ut. Det bör också finnas en metod för att utvärdera styrmedlets effektivitet och måluppfyllelse. Utvärderingen kan också användas för att analysera om nivån på stödet fortsatt är lämplig.

4.3.2 Styrmedel på elmarknaden i framtiden

Det finns idag ett flertal olika styrmedel som på något sätt berör energi- och elmarknaden. En gemensam faktor för de flesta av dessa styrmedel är att de syftar till att uppnå Sveriges klimat- och energipolitiska mål⁸². Några av de styrmedel som finns är⁸³

- koldioxidskatt
- EU ETS (utsläppsrätter)
- investeringsstöd (exempelvis solcellsbidrag)
- energiskatt på el
- elcertifikatsystemet.

Styrmedel för energi- och klimatområdet har diskuterats och utvärderats både av myndigheter och av forskare.⁸⁴ Ett styrmedel som har påverkat den svenska elmarknaden under en längre tid är elcertifikatsystemet. Det kan därför användas

⁸¹ Ett exempel är hur elmarknadsförordningen föreskriver hur kapacitetsmekanismer ska fasa ut när i förväg fastställda nyckelvärden inte längre motiverar kapacitetsmekanismen.

⁸² Se Sveriges integrerade nationella energi- och klimatplan: <https://www.regeringen.se/48edd1/globalassets/regeringen/dokument/sveriges-integrerade-nationella-energi-och-klimatplan-enligt-forordning-eu-2018-1999.pdf>.

⁸³ För längre diskussion om styrmedel se exempelvis IVA, Styrmedel vid elproduktion, en rapport till Vägval el: <https://www.iva.se/globalassets/info-trycksaker/vagval-el/vagval-el-skatter-arbetsdokument.pdf>.

⁸⁴ Se exempelvis Konjunkturinstitutet (2005), Konjunkturinstitutet (2017), Konjunkturinstitutet (2018), eller Sweco (2014).

som ett exempel för att kort illustrera utmaningarna med att utforma ändamålsenliga styrmedel.

Elcertifikatsystemet har funnits sedan 2003 och är nu på väg att fasas ut.⁸⁵ Certifikatsystemet har genom åren betraktats som ett kostnadseffektivt styrmedel för att öka andelen förnybar elproduktion. Genom åren har produktionsmålet i systemet höjts och systemet förlängts. Sverige har också gått ihop med Norge i en gemensam elcertifikatmarknad. Sammantaget har förutsättningarna ändrats när systemet utvärderats och reviderats. Kostnadseffektiviteten har sällan ifrågasatts.⁸⁶ Andra detaljer såsom att certifikat delas ut vid negativa elpriser och att mogen teknik fortsatt fått finnas kvar som stödmottagare i systemet har dock diskuterats.⁸⁷ Senaste åren har också certifikatsystemets utfasning diskuterats livligt. Utgångspunkten för diskussion har varit Energimyndighetens förslag på stoppmekanism från 2018.⁸⁸ Debatten har övergripande handlat om huruvida systemet ska stoppas i balans eller inte, dvs. om utbud och efterfrågan av elcertifikat kommer att balanseras hela vägen till systemet avslutas. De två polariserade åsikterna har å ena sidan varit den som kom fram i Energimyndighetens förslag, att inte stänga i balans utan fortsätta tilldela certifikat så att systemet stängs 2045. Ett sådant system skulle med stor sannolikhet innebära att certifikatpriset närmar sig noll kronor per certifikat och att systemets mål uppnås till lägsta kostnad för elanvändarna. Den andra sidan hävdar att en sådan stängning är oansvarig och att politikerna med en sådan lösning sviker de entreprenörer som vågat gå i bräschen för att investera i förnybar elproduktion, och i förlängningen försämrar investeringsviljan i Sverige.⁸⁹

Diskussionen om stoppmekanismen visar inte bara på behovet av att ha en stängningsmekanism uttänkt redan initialt utan även på att det kan uppstå problem om det finns otydligheter i styrmedlets syfte, i det här fallet om syftet är att subventionera förnybar elproduktion eller att kostnadseffektivt finansiera en viss mängd förnybar elproduktion.

⁸⁵ Proposition 2020/21:16, Elcertifikatsystemet – Stoppregel och kontrollstation 2019.

⁸⁶ Se exempelvis Johansson och Kriström (2019a) Welfare evaluation of subsidies to renewable energy in general equilibrium: Theory and application, Lindberg (2019) Elcertifikatsystemet en översiktlig analys.

⁸⁷ Se exempelvis Energimyndigheten (2005a) Översyn av elcertifikatsystemet Delrapport etapp 1 ER 2005:8, Energimyndigheten (2005b) Översyn av elcertifikatsystemet Delrapport etapp 2 ER 2005:9, Energimyndigheten (2017), Vredin, m.fl (2011) Konjunkturrådet rapport 2011, eller Johansson och Kriström(2019b) Elcertifikat: En gratis lunch för kapitalägare? eller Energimyndigheten (2018a) Kontrollstation 2019 för elcertifikatsystemet.

⁸⁸ Se Energimyndigheten (2018a) för Energimyndighetens förslag. Se <https://www.regeringen.se/remisser/2018/12/remiss-energimyndigheten-kontrollstation-2019/> för remissvar på Energimyndighetens förslag. Se Proposition 2020/21:16 Elcertifikat – stoppregel och kontrollstation 2019 för beslutat förslag.

⁸⁹ Se exempelvis Ny Teknik Debattartikel 2019-04-17, Charlotte Unger vd Svensk vindenergi: "Förslaget innebär att elcertifikaten havererar".

Utifrån den korta beskrivningen av elcertifikatsystemet kan sägas att certifikatsystemet är ett bra exempel på hur ett styrmedel kan utvecklas med samhällets behov för att sedan avvecklas när det inte längre bedöms behövas. Elcertifikatsystemet är samtidigt ett exempel på hur problematiskt en avveckling kan bli när det inte redan initialt diskuteras hur styrmedlet ska fasas ut.

4.4 Fortsatt arbete med efterfrågefleksibilitet behövs

Rekommendation: Efterfrågefleksibilitet är en viktig beståndsdel för att få de fyra delmarknaderna som tillsammans utgör den svenska elmarknaden att fungera väl, inte minst ur ett resurstillräcklighetsperspektiv.

Efterfrågefleksibilitet är under framväxt men det finns fortfarande hinder.

Ei har på uppdrag av regeringen att främja efterfrågefleksibilitet. Inom ramen för uppdraget identifierar Ei hinder, lämnar förslag och följer upp utvecklingen löpande.

Om marknaden för efterfrågefleksibilitet mognar möjliggörs i högre grad egenproduktion, energilagring, åtgärder på efterfrågesidan och energieffektivitet genom att anta åtgärder för att undanröja snedvridningar till följd av lagstiftning (åtgärdskategori e)).

Efterfrågefleksibilitet är en viktig beståndsdel för att få de fyra delmarknaderna som tillsammans utgör den svenska elmarknaden att fungera väl, inte minst ur ett resurstillräcklighetsperspektiv. Med en flexibel efterfrågan finns exempelvis större möjlighet att vid snabba förändringar i utbudet minska sårbarheten och nå ett effektivt resursutnyttjande i elsystemet.

Ei har i sin instruktion uppdraget att kontinuerligt främja efterfrågefleksibilitet.⁹⁰ Ei arbetar därför med att identifiera hinder och följer upp utvecklingen inom området löpande. Därutöver har Ei regeringens uppdrag att till och med 2022 redovisa "strategiskt och operativt arbete med smarta elnät". I detta uppdrag ingår att arbeta med utvecklingen av marknadsdesign och efterfrågefleksibilitet i nationell som i internationell kontext.⁹¹

För närvarande arbetar Ei också med den så kallade EFFEKT-dialogen. Effektdialogen syftar till att underlätta informationsutbyte, främja dialogen mellan olika aktörer på energiområdet och hitta lösningar som bidrar till ökad efterfrågefleksibilitet och förbättrad kapacitet i elnäten. Effektdialogen riktar sig till

⁹⁰ https://www.riksdagen.se/sv/dokument-lagar/dokument/svensk-forfattningssamling/forordning-2016742-med-instruktion-for_sfs-2016-742.

⁹¹ Se Ei:s regleringsbrev för budgetåret 2020.

både traditionella och nya aktörer på energiområdet, till exempel elnätsföretag, aggregatorer, operatörer för olika marknadsplattformar samt regioner och kommuner. Projektet är en del av Ei:s uppdrag att främja efterfrågefleksibilitet och pågår fram till december 2022.

Vidare sammanställer och offentliggör Ei årligen de tekniska krav och andra villkor som finns för tillhandahållandet av tjänster i form av ändrad elanvändning.⁹² Årets undersökning indikerar, liksom tidigare års undersökningar, att elnätsföretag inte ställer tekniska krav och villkor som inte är motiverade av en säker, tillförlitlig och effektiv drift av elnätet. Däremot framkom exempelvis att det finns svårigheter att få tillgång till mätvärden, bristande incitament för kunder respektive marknadsaktörer att erbjuda flexibilitet, otydligheter i regelverk samt hinder relaterade till balansmarknaden⁹³. Undersökningen visar även att regler och marknaden för efterfrågefleksibilitet är under utveckling och att Ei:s tillsyn av de tekniska krav och villkor som ställs kommer att få ökad betydelse i takt med att marknaden växer.

En central del i arbetet med efterfrågefleksibilitet är att säkerställa att regelverken ger aktörer likvärdiga förutsättningar. För närvarande genomför Ei en utredning av vilka regler som behövs för en oberoende aggregatormodell i Sverige. Utredningen kommer att vara klar i början av 2021.⁹⁴

I *strategi för flexibilitet i elsystemet*⁹⁵ redogör Ei för de frågor som vi anser är mest prioriterade i närtid inom de strategiska områdena effektiva prissignaler, effektivt nätutnyttjande och nätutbyggnad samt kundens bidrag till efterfrågefleksibilitet. Exempel på frågor som Ei kommer att arbeta vidare med är hur prissignalen till kunderna kan förstärkas respektive hur det möjliggörs att fler aktörer (fleksibilitetsresurser) får möjlighet att delta på olika marknader, det vill säga hur vi fortlöpande bidrar till att förstå och arbeta bort hinder som olika aktörer upplever.

Att uppnå mer flexibilitet i elsystemet är inget som sker över en natt. Det finns ingen aktör som på egen hand kan stimulera den här omställningen och det är inte endast ett begränsat antal åtgärder som kan behöva genomföras. Istället är det många olika delar som behöver komma på plats för att flexibiliteten i elsystemet ska öka. Berörda aktörer, de traditionella energiaktörerna men också nya aktörer såsom energitjänsteföretag, kommuner, regioner och operatörer för

⁹² Se elförordningen (2013:208) som innebär att Ei årligen ska sammanställa och offentliggöra tekniska krav och andra villkor som finns för tillhandahållandet av tjänster i form av ändrad elförbrukning.

⁹³ Flera av de inträdes hinder och hinder för effektiv prissättning på balansmarknaden som beskrivits i avsnitt 4.2 påverkar negativt möjligheterna för ett aktivt marknadsdeltagande av efterfrågefleksibilitet negativt.

⁹⁴ <https://www.ei.se/sv/nyhetsrum/nyheter/nyheter-2020/ei-arbetar-med-att-ta-fram-forslag-till-hur-en-oberoende-aggregatormodell-kan-genomforas-i-sverige/>.

⁹⁵ Läs mer om Ei:s samlande arbete om flexibilitet: <https://www.ei.se/sv/for-energiforetag/el/Flexibilitet/>.

marknadsplattformar behöver samverka. Genom Ei:s uppdrag att främja efterfrågefleksibilitet kan Ei dock vara en central plattform för denna fortsatta samverkan och dialog.

4.5 Förslag till genomförandeplan

I denna del presenteras Ei:s förslag till genomförandeplan. Inledningsvis summeras Ei:s rekommendationer i en tabell som är sorterad utifrån vilken eller vilka åtgärds-kategorier som de olika rekommendationerna berör. Då det ibland är flera aktörer som behöver involveras i genomförandet av åtgärderna är inte en särskild aktör utpekad som ansvarig.

I nedanstående tabell 5 sammanfattas föreslagna åtgärder.

Tabell 5 Rekommenderade åtgärder för identifierade problem- och förbättringsområden

Identifierade problem-respektive förbättringsområden	Rekommenderade åtgärder	Syfte med åtgärden
Ren Energi-paketet genomfört i svensk lagstiftning	Ei:s förslag i rapporten <i>Ren Energi inom EU – ett genomförande av fem rättsakter</i> bör genomföras så snart som möjligt.	a) Undanröja snedvridningar till följd av lagstiftning
Styrmedel på elmarknaden bör vara ändamålsenliga	Energipolitiska styrmedel bör ha a) ett tydligt och utförligt beskrivet syfte, b) i förväg etablerade mål som möjliggör uppföljning av huruvida syftet med styrmedlet är uppfyllt, c) en ändamålsenlig koppling mellan syfte och mål, i de fall kvantitativa mål är inkluderade i styrmedlet, d) en tydlig utfasningsplan som initieras när indikatorerna anger att styrmedlets syfte har uppnåtts.	a) Undanröja snedvridningar till följd av lagstiftning
Lägre maxpris på reglerkraftmarknaden (mFRR) än på övriga delmarknader ger felaktiga incitament	Administrativt angivna maxpriser bör undvikas och åtminstone sättas på en nivå som inte riskerar att tränga undan produktionsresurser eller efterfrågefleksibilitet från deltagande. Reglerkraftmarknadens maximala pris bör vara åtminstone lika högt som det högsta maximala pris som tillämpas på dagenföre- och intradagsmarknaden.	b) Undanröja pristak i enlighet med artikel 10.
Hinder för efterfrågefleksibilitet ska undanröjas	Ei har i uppdrag av regeringen att främja efterfrågefleksibilitet. Inom ramen för uppdraget identifierar Ei hinder, lämnar förslag och följer upp utvecklingen löpande.	e) Möjliggöra egenproduktion, energilagring, åtgärder på efterfrågesidan och energieffektivitet genom att anta åtgärder för att undanröja snedvridningar till följd av lagstiftning
Prisinformation bör publiceras så nära realtid som möjligt	Svenska kraftnät bör säkerställa att de har rutiner mm så att de kan publicera prisinformation från reglerkraftmarknaden så nära realtid som möjligt.	f) Säkerställa kostnadseffektiv och marknadsbaserad upphandling av balanserings- och stödtjänster

Specialregleringar som snedvrider prissignalen i balansmarknaden ska undvikas	Svenska kraftnät bör, med start 2021, årligen redovisa hur så kallade specialregleringar (åtgärder som görs av nätskäl) påverkar priserna på balansenergi eller avräkningen av aktörers obalanser på den svenska och nordiska elmarknaden. Vidare bör rimligheten i prissättningen av de bud som aktiveras för andra ändamål än balansskäl och som prissätts annorlunda än bud som aktiveras av balansskäl analyseras vidare.	f) Säkerställa kostnadseffektiv och marknadsbaserad upphandling av balanserings- och stödtjänster
Avgiftsstrukturen för balansansvariga socialiserar kostnader	De avgifter som Svenska kraftnät tar ut av de balansansvariga (BRP) bör så långt det är möjligt motsvara de kostnader som respektive aktör ger upphov till. Dagens struktur bör ses över.	f) Säkerställa kostnadseffektiv och marknadsbaserad upphandling av balanserings- och stödtjänster
Prissättning av vissa reserver med metoden pay as bid bör ses över	Det bör utredas om tillämpningen av pay as bid vid prissättning inom ramen för FCR-N och FCR-D är den mest ändamålsenliga prissättningsmetoden.	f) Säkerställa kostnadseffektiv och marknadsbaserad upphandling av balanserings- och stödtjänster
Förkvalificeringsprocessen riskerar att försvåra inträde på balansmarknaden	Svenska kraftnät bör se över förkvalificeringsprocessen och även löpande utvärdera de kravspecifikationer som är knutna till leverans av respektive stödtjänst.	e) Möjliggöra egenproduktion, energilagring, åtgärder på efterfrågesidan och energieffektivitet genom att anta åtgärder för att undanröja snedvridningar till följd av lagstiftning samt f) Säkerställa kostnadseffektiv och marknadsbaserad upphandling av balanserings- och stödtjänster
Storleken på minsta tillättna bud hindrar vissa aktörer från att leverera stödtjänster	Dagens relativt höga minimikrav på minsta budstorlek för att delta i upphandling av manuella respektive automatiska frekvensåterställningsreserver (mFRR och aFRR) bör utvärderas kontinuerligt för att minska inträdesbarriärer.	e) Möjliggöra egenproduktion, energilagring, åtgärder på efterfrågesidan och energieffektivitet genom att anta åtgärder för att undanröja snedvridningar till följd av lagstiftning samt f) Säkerställa kostnadseffektiv och marknadsbaserad upphandling av balanserings- och stödtjänster
Krav på symmetriska bud hindrar aktörer från att leverera stödtjänster	Svenska kraftnät bör så snart som möjligt upphöra att ställa krav på symmetriska bud för FCR-N. Ei kommer under perioden fram till 31 december 2023 löpande följa upp att Svenska kraftnät vidtar de åtgärder som krävs för att kravet på symmetriska bud ska kunna upphöra.	e) Möjliggöra egenproduktion, energilagring, åtgärder på efterfrågesidan och energieffektivitet genom att anta åtgärder för att undanröja snedvridningar till följd av lagstiftning samt f) Säkerställa kostnadseffektiv och marknadsbaserad upphandling av balanserings- och stödtjänster

Metoden för att beräkna kostnadsbaserade bud i FCR innebär en form av prisreglering och riskerar att diskriminera aktörer	Svenska kraftnäts krav på kostnadsbaserade bud i FCR bör tas bort då detta innebär en form av prisreglering. Varje budgivare bör ges möjlighet att delta på balansmarknaden utifrån likvärdiga förutsättningar oavsett vilken typ av resurs de förfogar över.	e) Möjliggöra egenproduktion, energilagring, åtgärder på efterfrågesidan och energieffektivitet genom att anta åtgärder för att undanröja snedvridningar till följd av lagstiftning samt f) Säkerställa kostnadseffektiv och marknadsbaserad upphandling av balanserings- och stödtjänster
---	---	---

Uppföljning

Enligt elmarknadsförordningen ska berörda medlemsstater övervaka tillämpningen av sina genomförandeplaner och offentliggöra resultaten i en årlig rapport som överlämnas till kommissionen. Detta gäller om genomförandeplanen följer en studie som konstaterar resurstillräcklighetsproblem för Sverige.

Som nämnts tidigare anser Ei att denna genomförandeplan bör implementeras för att åstadkomma beskrivna förbättringar oavsett om resurstillräcklighetsproblem kommer att identifieras eller inte för Sveriges vidkommande. Dessutom föreslår vi att Ei ansvarar för att följa upp planen. Ei är redan involverat i flera av de listade åtgärderna genom implementeringen av balansförordningen eller andra uppdrag och har på så sätt överblick och kunskap om de ingående delarna. Vi föreslår att Ei får i uppdrag att årligen rapportera till Regeringskansliet om implementeringen av genomförandeplanen. I uppföljningen bör det också ingå att analysera om nya hinder har uppstått eller om det finns risker för marknadsmisslyckanden och i så fall föreslå ytterligare åtgärder som bör ingå i genomförandeplanen.

Dessutom avser Ei också ta initiativ till att tillsätta en bred referensgrupp där relevanta myndigheter och marknadsaktörer ingår. Uppgiften blir att följa upp de delar av genomförandeplanen som avser utvecklingen av balansmarknadens funktion så att dialog löpande kan föras om utmaningarna i balansmarknaden. Uppföljningen bör även beakta det arbete som görs i andra nordiska länder inom området i syfte att minimera gränsöverskridande hinder och så långt som möjligt harmonisera tillämpningen av regelverken mellan länderna i regionen.

Tidsplan

Vad gäller tidsplanen ser Ei ett behov av proaktivitet. Betydande fokus bör läggas på att tydliggöra prissignalen på balansmarknaden så att marknadens aktörer får incitament att både investera och anpassa sina produkter samt att i än högre utsträckning sträva efter att vara i balans.

Ei anser att flera av de föreslagna åtgärderna i genomförandeplanen bör vara möjliga att genomföra tämligen skyndsamt (normalt inom 1–2 år) även om det i

nuläget inte är möjligt att ange en detaljerad tidsplan för majoriteten av de olika åtgärdernas genomförande. Ei anser dock att samtliga förslag bör vara genomförda senast vid utgången av 2025 så att problem- respektive förbättringsområden då åtgärdats.

5 Referenser

ACER (2017) Harmonised maximum and minimum clearing prices for single day-ahead coupling in accordance with Article 41(1) of Commission Regulation (EU) 2015/1222 of 24 July 2015 establishing a guideline on capacity allocation and congestion management (CACM Regulation)

ACER (2020a) Genomföranderam för en europeisk plattform för utbyte av balansenergi från frekvensåterställningsreserver med manuell aktivering

ACER (2020b) Genomföranderam för en europeisk plattform för utbyte av balansenergi från frekvensåterställningsreserver med automatisk aktivering

ACER Decision on Nordic aFRR Capacity Market rules: Annex 1, Methodology on the common and harmonised rules and processes for the exchange and procurement of aFRR balancing capacity for the Nordic LFC Block. Hämtat från: https://acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Annexes%20to%20the%20Decision%20of%20the%20Agency%20for%20the%20C16/ACER%20Decision%2019-2020%20on%20the%20Nordic%20aBCM%20A33%20-%20Annex%20I.pdf

ACER Decision 23-2020 on the Methodology for calculating the value of lost load, the cost of new entry, and the reliability standard. Hämtat från: https://www.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Individual%20decisions/ACER%20Decision%2023-2020%20on%20VOLL%20CONE%20RS.pdf

ACER Decision 24-2020 on the Methodology for the European Resource Adequacy Assessment. Hämtat från: https://www.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Individual%20decisions/ACER%20Decision%2024-2020%20on%20ERAA.pdf

Bloomberg Green (28 februari 2020), Two years on, Elon Musk's big battery bet is paying off in Australia. Hämtat 2020-07-01: <https://www.bloomberg.com/news/articles/2020-02-28/two-years-on-musk-s-big-battery-bet-is-paying-off-in-australia>

Bodecker Partners, remissvar på Energimyndighetens rapport Kontrollstation 2019 för elcertifikatsystemet, diarienummer M2018/02927/Ee

Brännlund och Kriström (2012) Miljöekonomi, Studentlitteratur, Lund, Sverige

Came och Dupuy (2005), Pricing in Wholesale Electricity Markets

Elmarknadsrådet (maj 2012), Minnesanteckningar från maj 2012, bilaga 5

Energimarknadsinspektionens ärende med diarienummer 2019-103272

Energimarknadsinspektionens beslut av den 22 oktober 2020, ärende med diarienummer 2019-103272

Energimarknadsinspektionens instruktion,
https://www.riksdagen.se/sv/dokument-lagar/dokument/svensk-forfattningssamling/forordning-2016742-med-instruktion-for_sfs-2016-742

Energimarknadsinspektionen (2016a), Åtgärder för ökad efterfrågefleksibilitet i det svenska elsystemet, Ei R2016:15

Energimarknadsinspektionen (2016b) Ökad andel variabel elproduktion – effekter på priser och producenters investeringsincentiv, EI R2016:04

Energimarknadsinspektionen (2020), Ren Energi inom EU – ett genomförande av fem rättsakter, EiR2020:02

Energimarknadsinspektionen (2020a), Kapacitetsutmaningen i elnätet, EiR 2020:06

Energimyndigheten (2005a) Översyn av elcertifikatsystemet Delrapport etapp 1 ER 2005:8

Energimyndigheten (2005b) Översyn av elcertifikatsystemet Delrapport etapp 2 ER 2005:9

Energimyndigheten (2017), Om elcertifikatsystemet, Hämtat från energimyndigheten.se 2020-07-01:
<http://www.energimyndigheten.se/fornybart/elcertifikatsystemet/om-elcertifikatsystemet/>

Energimyndigheten (2018a), Kontrollstation för elcertifikatsystemet 2019 - redovisning av regeringsuppdrag, ER 2018:25

Energimyndigheten (2019a), Scenarier över Sveriges energisystem 2018, ER 2019:07

ENTSO-E (2020) Maximum NTC, from November 3, 2020. Hämtat:
<https://www.nordpoolgroup.com/4aace6/globalassets/download-center/tso/max-ntc.pdf>

ENTSO-E Winter Outlook Report 2020/21 and Summer Review 2020:
<https://www.entsoe.eu/outlooks/seasonal/>

Europeiska kommissionen (2016) Rapport från Kommissionen: Slutrapport om branschutredningen om kapacitetsmekanismer. Hämtat från:
https://ec.europa.eu/competition/sectors/energy/capacity_mechanisms_final_report_sv.pdf

IVA, Styrmedel vid elproduktion, En rapport till Vägval el, IVA, Arbetsdokument:
<https://www.iva.se/globalassets/info-trycksaker/vagval-el/vagvalel-elskatter-arbetsdokument.pdf>

Johansson och Kriström (2019a), Welfare evaluation of subsidies to renewable energy in general equilibrium: Theory and application. *Energy Economics*, 83, 144–155.

Johansson och Kriström (2019b), Elcertifikat: En gratis lunch för kapitalägare?, Briefing paper 24, Timbro.

Kahn m.fl. (2001), Uniform Pricing or Pay-as-Bid Pricing: A Dilemma for California and Beyond

Konjunkturinstitutet (2005) Specialstudie nr.8. Kostnadseffektiva styrmedel i den svenska klimat- och energipolitiken? Metodologiska frågeställningar och empiriska tillämpningar.

Konjunkturinstitutet (2017) Specialstudie nr 59, Klimatpolitisk inventering del 2, december 2017

Konjunkturinstitutet (2018) Miljö, ekonomi och politik 2018

Lindberg (2019) Elcertifikatsystemet, en översiktlig analys, Kandidatuppsats i Nationalekonomi, Umeå universitet

Nordic Council of Ministers (2017), Flexible demand for electricity and power Barriers and opportunities

Ny Teknik Debattartikel 2019-04-17, Charlotte Unger vd Svensk vindenergi: "Förslaget innebär att elcertifikaten havererar".

Proposition 2020/21:16, Elcertifikatsystemet – Stoppregel och kontrollstation 2019:
<https://www.regeringen.se/rattsliga-dokument/proposition/2020/10/prop.-20202116/>

Svenska kraftnät, Avtal om Balansansvar för el. Hämtat 2020-06-01 från:
<https://www.svk.se/balansansvarsavtal>

Svenska kraftnät, Effektreserv. Hämtat 2020-10-20 från:
<https://www.svk.se/aktorsportalen/elmarknad/information-om-stodtjanster/effektreserv/>

Svenska kraftnät, Elektroniska avrop. Hämtat 2020-09-01 från:
<https://www.svk.se/aktorsportalen/elmarknad/systemet-fifty/projekt-elektroniska-avrop/>

Svenska kraftnät, Förkvalificering. Hämtat 2020-10-15 från:
<https://www.svk.se/aktorsportalen/elmarknad/information-om-stodtjanster/forkvalificering/>

Svenska kraftnät, Regler för FCR, Bilaga till Balansansvar för el, Regeldokument 2015/1057, 2020-05-01. Hämtat från:
<https://www.svk.se/siteassets/aktorsportalen/elmarknad/balansansvar/dokument/balansansvarsavtal/uppdaterade/regeldokument-regler-for-fcr.pdf>

Svenska kraftnät, Stöd tjänsten FFR, Hämtat 2020-08-20 från:
<https://www.svk.se/aktorsportalen/elmarknad/information-om-stodtjanster/stodtjansten-ffr/>

Svenska kraftnät, Villkor för FCR, Bilaga till Avtal om Balansansvar för el, Bilaga 3. Hämtat från:
<https://www.svk.se/siteassets/aktorsportalen/elmarknad/balansansvar/dokument/balansansvarsavtal/uppdaterade/avtal-4620-bilaga-3-fcr.pdf>

Svenska kraftnät, Villkor för aFRR, Bilaga till Avtal om Balansansvar för el, Bilaga 4. Hämtat från:
<https://www.svk.se/siteassets/aktorsportalen/elmarknad/balansansvar/dokument/balansansvarsavtal/uppdaterade/avtal-4620-bilaga-4-afrr.pdf>

Svenska kraftnät (2019a), Långsiktig marknadsanalys 2018

Svenska kraftnäts Kortsiktig marknadsanalys 2020, simulering och analys av kraftsystemet 2021-2025, <https://www.svk.se/siteassets/om-oss/rapporter/2020/kortsiktig-marknadsanalys-2020.pdf>

Svenska kraftnät (2019b), Systemutvecklingsplan 2020-2029

Svenska kraftnät (2020a), Presentation från aktörmöte 22 oktober 2020:
<https://www.svk.se/contentassets/ea55b5548b504e7d949fa4697e48e927/forkvalificering.pdf>

Svenska kraftnät (2020b), Framtida balansansvarsavgift, Möte med Energimarknadsinspektionen 2020-09-24, presentationsmaterial

Svenska kraftnät (2020c) Svenska kraftnäts begäran om undantag från artikel 53(1) Avräkningsperiod för obalanser i kommissionens förordning (EU) 2017/2195 av den 23 november 2017 om fastställande av riktlinjer för balanshållning av el

Svenska kraftnät (2020d), Kraftbalansen på den svenska elmarknaden, rapport 2020

Svenskt Näringsliv (2020) Kraftsamling Elförsörjning

Sveriges integrerade nationella energi och klimatplan:

<https://www.regeringen.se/48edd1/globalassets/regeringen/dokument/sveriges-integrerade-nationella-energi-och-klimatplan-enligt-forordning-eu-2018-1999.pdf>

Sweco (2014) Ändamålsenliga styrmedel för energieffektivisering? Utvärdering av 24 styrmedel för energieffektivisering, syntesrapport

Tillväxtverket (2020), Fyra framtidsscenarier – Om regionala effekter av framtidens elbrist, Rapport 0335

Viehmann et al. (2018), Multi-unit multiple bid auctions in balancing markets: an agent-based Q-learning approach

Vredin, m.fl (2011) Konjunkturrådet rapport 2011, Miljö, arbete och kapital – dags för nya samhällskontrakt. Hämtat:

https://snsse.cdn.triggerfish.cloud/uploads/2020/02/rapport_kr_2011.pdf

Bilaga 1 - Beskrivning av den svenska elmarknaden

Den svenska elmarknaden brukar delas in i en grossistmarknad och en slutkundsmarknad. Detta avsnitt sammanfattar själva elhandelssystemet, det vill säga grossistmarknaden.

Det svenska elhandelssystemet redovisas i figur 1 nedan. Elhandelssystemet fick sin nuvarande utformning vid avregleringen 1996 och är i huvudsak en energy only-marknad. På en energy only-marknad överläts till marknadens aktörer att hitta den optimala nivån på både energiproduktion (kortsiktig jämvikt) och installerad kapacitet (långsiktig jämvikt).

Elhandelssystemet kan delas in i fyra delmarknader kallade prissäkringsmarknad, dagenföremarknad, intradagsmarknad och slutligen balansmarknad.

Figur 1 Elhandelssystemet



Källa: Ei

Det finns marknadsplatser för handel inom de olika delmarknaderna. Utöver handel på dessa marknadsplatser är det möjligt att handla bilateralt mellan aktörer i produkter eller kontrakt som utformas efter båda parternas specifika önskemål. Priserna på de organiserade marknadsplatserna fungerar ofta som referenspriser för den bilaterala handeln. Priserna på slutkundsmarknaden påverkas av priserna i de fyra delmarknaderna i elhandelssystemet.

Prissäkringsmarknaden (forwardmarknaden)

Vid handel med el finns det behov för marknadens aktörer att hantera de ekonomiska riskerna som det medför att priser varierar såväl över tid som mellan olika elområden. Detta är ett behov som finns hos producenter för att kunna säkra sin intäkt på en viss nivå men även hos elanvändare som vill uppnå en viss nivå av förutsägbarhet i sina framtida elkostnader.

Det finns flera sätt att hantera och säkra priset för elleveranserna. För den underliggande risken kring framtida prisnivåer, används på de flesta marknader olika former av finansiella terminskontrakt⁹⁶.

För prissäkring av den specifika prisrisken för ett enskilt elområde används olika typer av instrument i olika delar inom EU. De vanligaste instrumenten i kontinentala Europa för att hantera risken är överföringsrättigheter medan risken i Norden huvudsakligen hanteras med så kallade Electricity Price Area Differentials (EPAD). Köparen av ett EPAD-kontrakt prissäkrar skillnaden mellan systempriset och priset i ett specifikt elområde. Det kan till exempel vara det elområde i vilket köparen har sina fysiska åtaganden såsom en elleverans. På samma sätt kan en producent sälja EPAD-kontrakt för att prissäkra sin produktion i ett elområde.

I huvudsak sker prissäkring i Sverige och övriga Norden genom att aktörerna handlar med terminskontrakt som i vissa fall kombineras med EPAD. Dessa kontrakt kan handlas bilateralt, via mäklare eller på handelsplatser. I dagsläget är det möjligt att prissäkra finansiella elkontrakt upp till 10 år framåt i tiden. Handeln sker kontinuerligt och prissätts enligt *pay as bid*⁹⁷.

Dagenföremarknaden

Dagenföremarknaden, ofta kallad spotmarknaden, utgör den huvudsakliga marknaden för planering av morgondagens elleveranser. Nominerade elmarknadsoperatörer (NEMO) administrerar handeln, dessa brukar också benämnas elbörser. Nord Pool/EMCO är den NEMO som har störst andel av handeln i Sverige och Norden. Även EPEX Spot och Nasdaq har möjlighet att som NEMO erbjuda handel i svenska budområden.

Handeln på dagenföremarknaden går till så att aktörerna lämnar in sina köp- och säljbud till sin respektive NEMO senast kl. 12.00. Buden gäller för nästkommande dygn och lämnas för varje hel timme. I buden specificeras hur mycket aktören vill köpa respektive sälja och 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

⁹⁶ Med finansiella instrument avses i detta sammanhang att kontrakten inte är knutna till någon fysisk leverans av energi utan att de endast avräknas ekonomiskt mot ett avräkningspris. Kontrakten kan omfatta olika tidsperioder (till exempel veckor, månader och år) och även ha varierande profil (t.ex. topp- och baslastkontrakt).

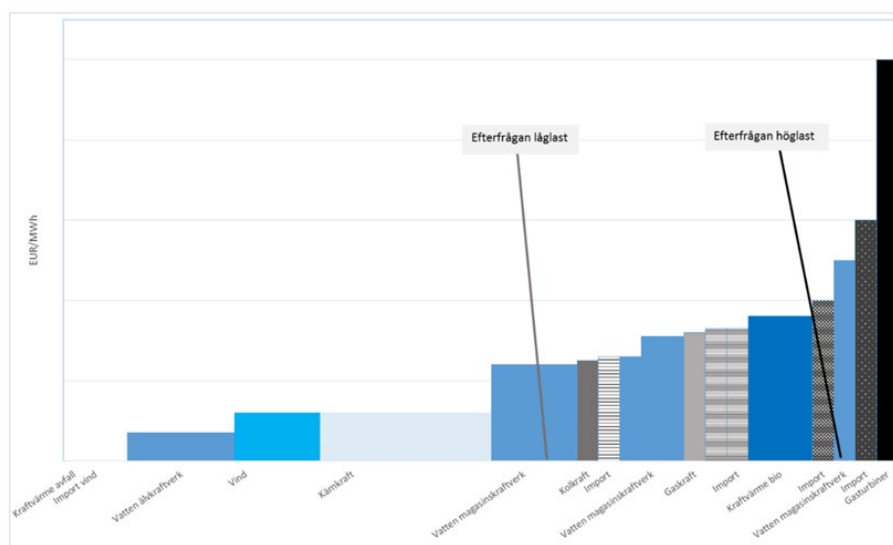
⁹⁷ Pay as bid innebär att de köp- och säljbud som får tillslag avräknas till det pris aktören lämnat på elmarknaden.

säljstege för respektive timme. Där köp- och säljbud möts etableras marknadspriset och den volym som kommer att köpas och säljas. Alla säljbud som är lika med eller lägre än det etablerade priset får sälja sin el på marknaden den timmen och alla köpbud som har ett pris som är lika med eller högre än det etablerade priset får köpa el den aktuella timmen. Detta brukar benämnas att köpare och säljare får tillslag och innebär att anläggningar som är beredda att sälja till lågt pris eller oberoende av pris används först och att dyrare bud får tillslag efter behov. Senast kl. 13.00 ska elbörserna publicera priserna för nästkommande dygn.

På dagenföremarknaden tillämpas marginalprissättning, vilket betyder att alla aktörer som får tillslag får handla till det etablerade marknadspriset, oavsett sina initiala bud. Det görs ingen skillnad mellan olika produktionsteknologier. Därmed konkurrerar buden på lika villkor oavsett typ av produktion som bjuds in på marknaden. Denna prissättningsmetod kallas *pay as clear*.

I figur 2 presenteras en principiell bild över prisbildningen på spotmarknaden och i vilken ordning olika kraftslag får tillslag. Värt att notera är att vattenkraftsproducenter normalt sett lämnar bud vid flera olika prisnivåer. Detta beror på att en vattenkraftsproducent, som har tillgång till magasin kapacitet, har möjlighet att välja mellan att producera idag eller vid senare tillfälle beroende på hur mycket man får betalt för energin som säljs. Om producenten förväntar sig ett högre pris längre fram i tiden, kommer den sannolikt att avstå från att producera el och istället spara vatten i magasinen. Ett annat väsentligt inslag i utbudskurvan är möjligheten till import, som varierar i både omfång och pris från timme till timme.

Figur 2 Prisbildning i Sverige



Källa: Ei

Ihållande låga elpriser signalerar att det finns tillräckligt med energi på marknaden. Stigande elpriser signalerar ökande knapphet. Om priserna förväntas bli så höga att det är lönsamt att investera i elproduktionsanläggningar kommer ny

produktionskapacitet att byggas. För att kunna klarera marknaden i en överskotts- eller underskottssituation finns det tekniska maximi- och minimipriser. Dessa är för närvarande 3 000 euro och -500 euro.

Handeln på Nord Pool/EMCOs dagenföremarknad har ökat kraftigt sedan 2006. Under 2019 var siffrorna i Sverige 125,9 TWh köp och 149,1 TWh sälj. Förbrukningen i Sverige under 2019 var enligt NordPool 136,4 TWh.

Handeln på dagenföremarknaden utgör en stor del av den fysiska handeln och prisbildningen.

Intradagsmarknaden

Handeln på intradagsmarknaden öppnar kl. 14.00 dagen före och stänger en timme före leveranstimmen. Buden matchas kontinuerligt när två parter budpris och budvolym sammanfaller. Detta betyder att handeln sker mellan två parter och utan prispåverkan på övriga transaktioner.

Intradagsmarknaden ger aktörerna möjlighet att handla sig i balans fram till en timme före drifttimmen. Exempelvis kan temperaturen ha avvikit från den prognostiserade, vilket påverkar uppvärmningsbehovet och därmed förbrukningen. Intradagsmarknaden används främst av balansansvariga, dvs. de företag som åtagit sig att ta den ekonomiska risken för obalanser på marknaden, även om det inte är ett krav att vara balansansvarig för att få delta på intradagsmarknaden.

Volymerna på intradagsmarknaden i Norden är förhållandevis små i jämförelse med dagenföremarknaden. På andra europeiska marknader spelar intradagsmarknaden en större roll än i Norden eftersom många aktörer utför en större del av sin handel där.

Balansmarknaden

Svenska kraftnät ansvarar inom ramen för sitt systemansvar för att det vid varje tidpunkt är balans mellan produktion och förbrukning i det svenska elsystemet. Hur väl balansen hålls kan avläsas av frekvensen i systemet, som ska hållas stabil vid 50 Hz. Om det saknas produktion i förhållande till förbrukningen sjunker frekvensen i systemet och motsatt om inmatningen av produktion är större än förbrukningen blir frekvensen istället för hög.

Balansmarknaden kallas sammantaget de marknader där Svenska kraftnät och övriga transmissionsnätsoperatörer i Europa kan köpa olika typer av frekvensreglerande stödtjänster av marknadsaktörerna för att uppfylla sitt systemansvar. Under förutsättningen att balansmarknaden fungerar väl kommer

det vara attraktivt för marknadsaktörerna att bidra med de stödtjänster⁹⁸ som transmissionsnätoperatörerna efterfrågar.

Svenska kraftnät upphandlar för frekvenshållningen två typer av reserver, frekvensstabiliseringsreserver (Frequency Containment Reserve, FCR) och frekvensåterställningsreserver (Frequency Restoration Reserve, FRR). FCR är uppdelat i FCR-N, som används vid normaldrift av elsystemet, och FCR-D, som används vid störningar i driften av elsystemet. Både FCR-D och FCR-N kan avropas och aktiveras snabbt och kan användas för att med automatik styra upp eller ned frekvensen så att den hålls stabil.

Under 2020 har Svenska kraftnät även etablerat ytterligare en ny stödtjänst som heter FFR (Fast Frequency Reserve). Syftet med FFR är att Svenska kraftnät ska kunna avropa tjänster för att åtgärda snabba och djupa frekvensförändringar som kan uppstå i samband med ett fel vid en låg nivå av rotationsenergi i kraftsystemet.⁹⁹

För att inmatning och uttag av el hela tiden ska vara i balans avropas Svenska kraftnät produktions- och förbrukningsregleringar från balansansvariga företag. Detta kallas för frekvensreglering. Avrop om uppreglering aktualiseras om frekvensen är för låg och sker genom ökning av produktion eller minskning av förbrukning så att frekvensen höjs. Nedregleringar används omvänt när frekvensen är för hög.

Manuella och automatiska reserver för balansering

Så kallade manuella reserver konkurrerar med varandra på den samnordiska *reglerkraftmarknaden*. Till reglerkraftmarknaden lämnas frivilliga bud på upp- och nedreglering med början 14 dygn före leveransdygnets början och fram till 45 minuter före leveranstimmen. Det är enbart balansansvariga som lämnar bud.

På reglerkraftmarknaden tillämpas marginalprissättning när buden avropas av balansskäl. Det betyder att alla aktiverade uppreglingsbud får samma pris som det dyraste aktiverade budet. Aktörer har således ett incitament att precis som på spotmarknaden bjuda in sin produktion till rörlig kostnad/alternativkostnad. När så är fallet ges förutsättning för en kostnadseffektiv allokering av balansresurser. Nedreglering av balansskäl avräknas på motsvarande sätt till lägsta avropade nedregleringsbud.

⁹⁸ Man skiljer mellan frekvensrelaterade och icke-frekvensrelaterade stödtjänster. De frekvensrelaterade stödtjänsterna är de stödtjänster som används för att reglera frekvensen. De icke-frekvensrelaterade stödtjänsterna används för bland annat spänningsreglering, snabba inmatningar av reaktiv effekt, tröghet för upprätthållande av stabiliteten i lokala nät, kortslutningsström, förmåga till dödnätsstart och till ö-drift.

⁹⁹ Svenska kraftnät, Stödtjänsten FFR: <https://www.svk.se/aktorsportalen/elmarknad/information-om-stodtjanster/stodtjansten-fft/>

Buden på reglerkraftmarknaden lämnas per reglerobjekt och ska innehålla uppgifter om volym (MW), pris (euro/MWh), information om geografiskt läge och hur snabbt ett avropat bud kan vara fullständigt aktiverat. Reglerobjekten kan vara i form av produktionsresurser eller förbrukning. Buden rangordnas i prisordning och de billigaste åtgärderna avropas först. Den nuvarande ordningen innebär att de minsta bud som får läggas uppgår till 5 MW (i elområde SE4) eller 10 MW (i elområdena SE1, SE2 och SE3). Buden kan aggregeras till ett reglerobjekt inom ett elområde i de fall de understiger minsta tillåtna budstorlek. Som jämförelse kan nämnas att minsta budstorlek på dagenföre- och intradagsmarknaderna är 0,1 MW. Det högsta tillåtna priset för uppregleringsbud är 5 000 euro/MWh.

Ibland måste undantag från prisordningen göras på grund av överföringsbegränsningar eller den tid som behövs tills resursen är fullt aktiverad. Avsteg från principen "lägsta bud först" benämns specialreglering. De bud som avropas som specialreglering blir inte prissättande på reglerkraftmarknaden och avräknas enligt pay as bid. De priser som etableras för upp-, respektive nedreglering, används i den efterföljande balansavräkningen.

De automatiska reserverna upphandlas av Svenska kraftnät och måste än så länge tillhandahållas inom landet. Inom några år räknar de nordiska transmissionsnätoperatörerna med att ha en samnordisk (och på sikt europeisk) marknad på plats för att också kunna dela bud för automatiska reserver mellan sina respektive kontrollområden. Prissättningen för automatiska reserver innehåller två komponenter, en kapacitetsrelaterad och en energirelaterad komponent. Kapacitetsdelen avräknas enligt pay as bid¹⁰⁰.

Som marknaden för aFRR fungerar idag upphandlas balanskapacitet av Svenska kraftnät en gång i veckan för kommande vecka. Balanskapacitet för upp- och nedreglering för aFRR upphandlas separat. För att delta på marknaden för aFRR krävs att minsta storlek på buden är 5 MW.

FCR-N och FCR-D

Svenska kraftnät upphandlar reserver i FCR-N och FCR-D vid två tillfällen per dag inför aktuellt leveransdygn. En del av kapacitetsbehovet handlas upp två dagar i förväg och en kompletterande upphandling sker kvällen före leveransdygnet.

För FCR-N ska bud kunna lämnas symmetriskt med lika stor kapacitet för upp- och nedreglering.¹⁰¹ För FCR-D lämnas endast bud för uppreglering då produkten idag bara finns som uppreglering. Svenska kraftnät planerar dock att under 2021 börja upphandla även nedreglering i FCR-D, då situationer med höga frekvenser börjat uppstå.

¹⁰⁰ Pay as bid innebär att en marknadsaktör vars bud avropas får betalt i enlighet med priset i sitt bud – oavsett vad andra aktörer får betalt för sina bud för samma produkt

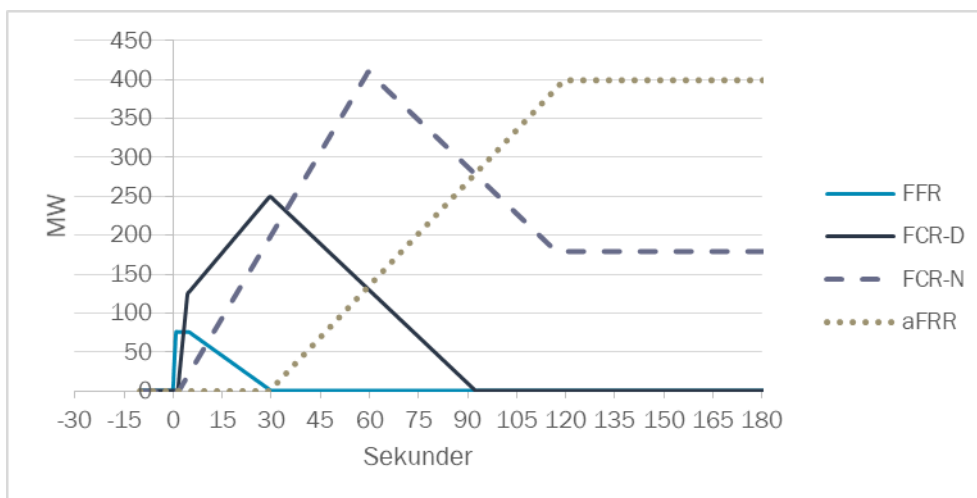
¹⁰¹ Svenska kraftnät, Villkor för FCR, Bilaga till Avtal om Balansansvar för el

Aktivering av en stödtjänst

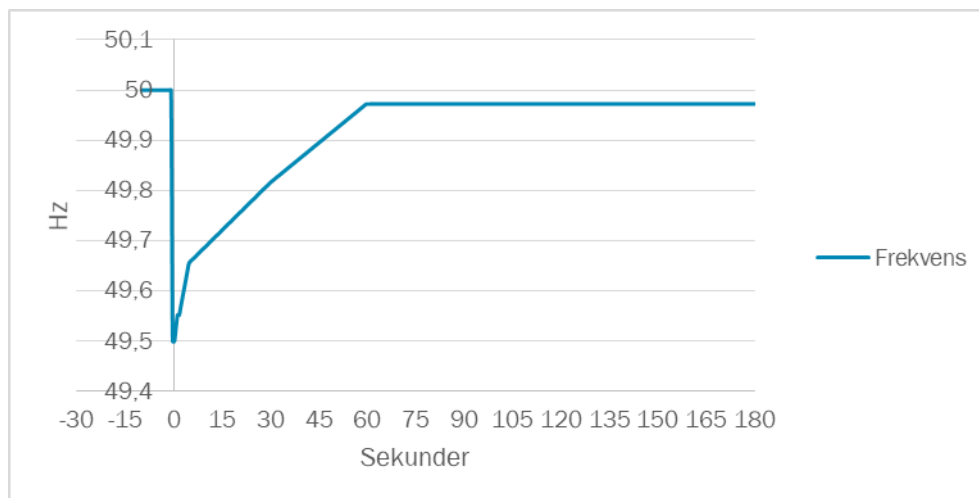
När Svenska kraftnät avropar en stödtjänst anges i dagligt tal att tjänsten aktiveras. Aktiveringen av de automatiska frekvensreglerande stödtjänsterna illustreras i figurerna nedan. Figur 3 visar på hur de olika reserverna aktiveras vid en frekvensavvikelse från 50 Hz och Figur 4 visar hur aktiveringen av reserverna påverkar frekvensen. Exemplet i figuren är tagen från en situation då frekvensen sjunker till 49,5 Hz och uppreglering aktiveras av Svenska kraftnät för att stabilisera frekvensen till 50 Hz. Figuren bör ses som en förenklad beskrivning av hur reserverna används. Exempelvis aktiverar Svenska kraftnät både FCR och aFRR i princip konstant för att stabilisera frekvensen som hela tiden varierar.

FFR är den reserv som Svenska kraftnät aktiverar vid behov av snabba förändringar. Inom ca 1 sekund levererar den full effekt och avbryts inom 30 sekunder. FCR-D aktiveras upp till 50 procent av full effekt på 5 sekunder och avbryts när frekvensen passerar 49,9 Hz. FCR-N aktiveras till 63 procent av full effekt på 60 sekunder och börjar minska när frekvensen passerar 49,9 Hz. Efter 30 sekunder aktiveras aFRR för att återställa frekvensen. Aktivering av mFRR görs manuellt till skillnad från de övriga reserverna, och är därför inte med i figuren.

Figur 3 Aktivering av de automatiska reserverna vid en frekvensavvikelse



Figur 4 Frekvensens reaktion på att reserverna aktiveras



Källa: Ei, egen bearbetning med data från Svenska kraftnät

De aktörer som erbjuder balanskapacitet i upphandling av FCR-N, FCR-D och aFRR får idag ersättning för sina tjänster enligt prissättningsmetoden pay as bid. Den aktiverade volymen balansenergi för FCR-N och aFRR prissätts enligt uppregleringspris om det gäller uppreglering och nedregleringspris om det gäller nedreglering.¹⁰² För FCR-D ger Svenska kraftnät ingen ersättning för den aktiverade balansenergin.

Kommande förändringar till följd av EU-förordningar

Innan EU:s balansförordning och elmarknadsförordningen trädde ikraft saknades detaljerade regler på EU-nivå eller nationellt för Svenska kraftnäts upphandlingar. Med balansförordningen införs metoder och villkor som kommer att reglera upphandlingarna mer i detalj. I elmarknadsförordningen införs också bland annat gemensamma tidsramar för att upphandling av balanskapacitet ska ske dagen före. Det betyder att Svenska kraftnät behöver anpassa sig till båda dessa krav, vilket kommer att medföra att de nuvarande rutinerna för upphandlingar behöver anpassas.¹⁰³

Ett exempel på en sådan förändring gäller prissättningen av vissa tjänster. De aktörer som erbjuder balanskapacitet i upphandling av aFRR kommer att ersättas enligt prissättningsmetoden pay as clear.¹⁰⁴

¹⁰² Upp och nedregleringspris etableras i nuvarande ordning på den nordiska reglerkraftmarknaden.

¹⁰³ Svenska kraftnät ansökte om ett undantag från kravet på upphandling dagen före. Ei beviljade inte denna begäran.

¹⁰⁴ ACER Decision on Nordic aFRR Capacity market rules: Annex 1, Methodology on the common and harmonised rules and processes for the exchange and procurement of aFRR balancing capacity for the Nordic LFC Block

