

Uppföljning av 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, fjärrkyla 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.

Förord

I juni 2022 fick Energimarknadsinspektionen (Ei) i uppdrag av regeringen att årsvis avrapportera om nio åtgärder i genomförandeplanen. Genomförandeplanen föreslogs av Ei under 2020 som ett led i att förbättra elmarknadens funktion enligt reglerna i elmarknadsförordningen (EU) 2019/943 artikel 20.3.

Genomförandeplanen lyfter fram behovet av att säkerställa att balansmarknaden fortsätter att utvecklas, behovet av ändamålsenliga styrmedel och behovet av ett fortsatt arbete med efterfrågefleksibilitet.

I den här rapporten fokuserar vi på att redovisa om nio av åtgärderna i genomförandeplanen är genomförda, hur arbetet med genomförandet går och om det finns några hinder för genomförandet.

Uppdraget redovisas för 2022 genom denna delrapport.



Ulrika Hesslow
Generaldirektör



Jenny Nilsson
Projektledare

Innehåll

Sammanfattning	5
1 Inledning	9
1.1 Uppdraget till Ei.....	9
1.2 Genomförandeplanen är föreslagen av Ei för att förbättra elmarknadens funktion.....	10
1.3 Läget på elmarknaden har ändrats sedan Ei föreslog Genomförandeplanen.....	11
1.4 Lëshänvisning	14
2 Syfte, metod och avgränsningar	15
2.1 Rapportens syfte.....	15
2.2 Metod.....	15
2.3 Avgränsningar.....	15
3 Uppföljning av åtgärderna i genomförandeplanen	17
3.1 Reglerkraftmarknadens maximala pris.....	17
3.2 Efterfrågefleksibilitet	18
3.3 Aktivering av balansenergi som genomförs av andra skäl än balansering	23
3.4 Avgifter för balansansvariga	26
3.5 Ändamålsenlig prissättning av frekvenshållningsreserver (FCR-N och FCR-D).....	28
3.6 Förkvalificeringsprocessen	29
3.7 Minsta budstorlek för manuella respektive automatiska frekvensåterställningsreserver (mFRR och aFRR).....	31
3.8 Avlägsnandet av kostnadsbaserade bud i FCR-N och FCR-D	33
3.9 Publicering av information från balansmarknaden	35
3.10 Synpunkter från marknadsaktörer	36
4 Ytterligare åtgärder i förslaget till genomförandeplan	38
4.1 Styrmedel på elmarknaden.....	38
4.2 Genomförande av Ren energipaketet.....	38
4.3 Krav på separat upphandling uppåt respektive nedåt avseende FCR-N	38
4.4 Samtliga åtgärder bör genomföras	39
5 Referenser	40
Bilaga 1 – Ei:s förslag till genomförandeplan 2020	44

Sammanfattning

Energimarknadsinspektionen (Ei) har i ett regeringsbeslut från juni 2022 fått i uppdrag att årsvis, till och med 2025 avrapportera om ett antal åtgärder som Ei under 2020 föreslog i rapporten *Genomförandeplan med tidsplan för att förbättra elmarknadens funktion*¹ (Genomförandeplan för att förbättra elmarknadens funktion). Genomförandeplanen som föreslogs av Ei 2020 innehåller ett flertal åtgärder avseende balansmarknaden, styrmedel och efterfrågefleksibilitet för att förbättra elmarknadens funktion.

I denna rapport analyserar Ei de nio åtgärderna som omfattas av Ei:s uppdrag. I rapporten beskrivs om åtgärderna har genomförts, och i så fall när, eller i annat fall hur arbetet med genomförandet fortskrider samt eventuella hinder för genomförandet.

I tabellen nedan sammanfattas de nio problem- och förbättringsområden som Ei fått i uppdrag att följa upp och deras nuvarande status:

Tabell 1. Problem- och förbättringsområden, åtgärder och status för de nio åtgärder Ei fått i uppdrag att följa upp

Identifierade problem- och förbättringsområden i Ei:s förslag till genomförandeplan	Åtgärd i enlighet med uppdrag	Status och ev. rekommendationer
Lägre maxpris på reglerkraftmarknaden (mFRR) än på övriga delmarknader ger felaktiga incitament.	Ei ska följa upp att reglerkraftmarknadens maximala pris är åtminstone lika högt som det högsta maximala pris som tillämpas på dagenföre- och intradagsmarknaden.	Åtgärden är genomförd 1 november 2022. Det maximala priset är 10 000 euro/MWh på reglerkraftmarknaden ² .

¹ [Energimarknadsinspektionen \(2020\) Genomförandeplan med tidsplan för att förbättra elmarknadens funktion, Ei R2020:09.](#)

² I samband med höjningen av det maximala priset på reglerkraftmarknaden infördes även en mekanism som innebär att det maximala priset ska justeras om maxpriset på intradagsmarknaden höjs, för att säkerställa att reglerkraftmarknadens maxpris höjs och det därmed finns rätt incitament även i ett sådant scenario.

Identifierade problem- och förbättringsområden i Ei:s förslag till genomförandeplan	Åtgärd i enlighet med uppdrag	Status och ev. rekommendationer
Hinder för efterfrågeflexibilitet ska undanröjas.	Ei ska redovisa hinder som identifieras, förslag som lämnas och uppföljning som genomförs inom ramen för Ei:s uppgift att främja efterfrågeflexibilitet på elmarknaden.	Åtgärden genomförs löpande då arbetet med att främja efterfrågeflexibilitet och identifiera hinder, lämna förslag och följa utvecklingen pågår kontinuerligt. Ei har bland annat tagit fram en strategi för flexibilitet i elnätet, utformat nättariffer som främjar ett effektivt nätutnyttjande, startat ett projekt om vilken roll villkorade avtal kan ha i energiomställningen, samt lämnat flera konkreta förslag.
Specialregleringar som snedvrider prissignalen i balansmarknaden ska undvikas.	Ei ska följa upp åtgärden att Svenska kraftnät årligen ska redovisa hur aktiveringar av balansenergi som genomförs av andra skäl än balansering 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 skäl än balansering analyseras vidare.	Åtgärden är inte genomförd. Svenska kraftnät bör ges i uppdrag att redovisa åtgärden. Regeringen bör verka för att samtliga nordiska transmissionsnätoperatörer ges i uppdrag att redovisa hur åtgärder som görs av andra skäl än balansering påverkar priserna på balansenergi och avräkningen av aktörers obalanser per marknadstidsenhet på den nordiska elmarknaden. Rimligheten i prissättningen av de bud som aktiveras för andra skäl än balansering ska analyseras inom ramen för Ei:s prövning av villkor avseende balansering för leverantörer av balanstjänster och balansansvariga parter enligt artikel 18 i balansförordningen.
Avgiftsstrukturen för balansansvariga socialiserar kostnader.	Ei ska följa upp att de avgifter som Svenska kraftnät tar ut av de balansansvariga på ett samhällsekonomiskt effektivt sätt motsvarar de kostnader som respektive aktör ger upphov till.	Åtgärden är delvis genomförd. Ei godkände i juni 2021 Svenska kraftnäts förslag till ny avgiftsstruktur för de balansansvariga. Avgiftsstrukturen infördes 1 november 2021. Svenska kraftnät bör, med iakttagande av de regler som anges i balansförordningen, ges i uppdrag att analysera förhållandet mellan grundavgift och obalansavgift samt de kostnader dessa avgifter ska täcka. I detta bör särskilt analyseras om de kostnadsposter som ska täckas av de balansansvariga ska harmoniseras i Norden. Därför bör regeringen verka för att samtliga nordiska transmissionsnätoperatörer ges samma uppdrag som Svenska kraftnät och inom ramen för det gemensamma EU-regelverket föreslå en gemensam modell.

Identifierade problem- och förbättringsområden i EIs förslag till genomförandeplan	Åtgärd i enlighet med uppdrag	Status och ev. rekommendationer
Prissättning av vissa reserver med metoden <i>pay as bid</i> bör ses över.	Ei ska följa upp att prissättningen av frekvenshållningsreserver (FCR-N och FCR-D) är ändamålsenlig.	Åtgärden kommer att genomföras senast den 1 februari 2024 då Svenska kraftnät ska ändra metoden för prissättningen av frekvenshållningsreserver (FCR-N och FCR-D) till så kallad <i>pay as clear</i> . Efter denna övergång prissätts kapacitetsprodukterna för aFRR, FCR-N och FCR-D med samma metod, vilket Ei anser är ändamålsenligt
Förkvalificeringsprocessen riskerar att försvåra inträde på balansmarknaden.	Ei ska följa upp åtgärden att Svenska kraftnät löpande ska se över förkvalificeringsprocessen och utvärdera de kravspecifikationer som är knutna till leverans av respektive stödtjänst.	Åtgärden har genomförts. Arbetet med utvärderingen av förkvalificeringsprocessen och utvärderingen av de kravspecifikationer som är knutna till leverans av respektive stödtjänst bör fortgå.
Storleken på minsta tillåtna bud hindrar vissa aktörer från att leverera stödtjänster.	Ei ska följa upp att minimikrav på minsta budstorlek för att delta i upphandling av manuella respektive automatiska frekvensåterställningsreserver (mFRR och aFRR) sänks till 1 MW för att minska inträdesbarriärer.	Åtgärden är genomförd avseende aFRR och kommer att genomföras för mFRR. Minimikravet för minsta budstorlek för aFRR är sedan 10 maj 2022 1 MW. Minimikravet för mFRR ska senast den 24 juli 2024 sänkas till 1 MW.
Metoden för att beräkna kostnadsbaserade bud avseende FCR-N och FCR-D innebär en form av prisreglering och riskerar att diskriminera aktörer.	Ei ska följa upp vad avlägsnandet av Svenska kraftnäts krav på kostnadsbaserade bud i FCR-N och FCR-D har inneburit för budgivares möjlighet att delta på balansmarknaden utifrån likvärdiga förutsättningar oavsett typ av resurs.	Åtgärden är genomförd. Svenska kraftnät avlägsnade kravet om kostnadsbaserade bud för FCR-N och FCR-D den 1 januari 2022.
Prisinformation bör publiceras så nära realtid som möjligt.	Ei ska följa upp åtgärden att Svenska kraftnät ska säkerställa att de har förutsättningar att publicera information från balansmarknaden så nära realtid som möjligt.	Åtgärden är inte genomförd. Svenska kraftnät har informerat om sina insatser för att förbättra transparensen. Prisinformation förväntas publiceras närmare realtid i takt med utvecklingen av balansmarknaden och den nordiska balanseringsmodellen. Svenska kraftnät har som målsättning att inom 1–2 år möjliggöra publicering av information senast 15 minuter efter stängningstiden för att lämna bud.

Det har inte kommit fram att det finns några direkta hinder mot genomförandet av åtgärderna eller ändringar som gör att åtgärderna inte längre kommer att leda till att förbättra elmarknadens funktion. Men läget på elmarknaden har i flera delar ändrats sedan Ei rekommenderade åtgärderna i Genomförandeplanen. De höga elpriserna inom EU det senaste året har lett fram till synnerligen ovanliga åtgärder

som exempelvis Rådets förordning (EU) 2022/1854 av den 6 oktober 2022 om en krisintervention för att komma till rätta med de höga energipriserna (krisinterventionsförordningen) som tillåter olika typer av tillfälliga ingrepp i marknaden. Europeiska kommissionen har också aviserat att ett långsiktigt förslag till förändring av nuvarande elmarknad kommer att föreslås innan året är slut.

Det är Ei:s uppfattning att åtgärderna i Genomförandeplanen i allt väsentligt fortfarande är aktuella att genomföra i de delar de ännu inte genomförts, och att de bidrar till en mer välfungerande elmarknad. Ei vill därför framhäva vikten av att så snart som möjligt genomföra de åtgärder som ännu inte genomförts för att få en mer välfungerande elmarknad. Detsamma gäller även de åtgärder³ som Ei föreslog i Genomförandeplanen men som Ei inte fått i uppdrag att följa upp.

I kommande rapporteringar kommer Ei att fortsätta följa upp att de åtgärder som ännu inte är genomförda genomförs. Ei kommer i de kommande rapporteringarna dessutom att analysera om det förändrade läget på elmarknaden gett upphov till eventuella nya hinder eller risker för marknadsmisslyckanden och vid behov även föreslå nya åtgärder.

Ei har i genomförandet av uppdraget haft en nära dialog med Affärsverket Svenska kraftnät (Svenska kraftnät) och med aktörer som via en webbenkät har haft möjlighet att lämna in synpunkter.

³ Ei föreslog i Genomförandeplanen även att styrmedel på elmarknaden bör vara ändamålsenliga och att Ei:s förslag i rapporten *Ren energi inom EU – ett genomförande av fem rättsakter*, Ei R2020:02 bör genomföras i svensk lagstiftning så snart som möjligt för att undanröja snedvridningar till följd av lagstiftning samt att Svenska kraftnät så snart som möjligt bör upphöra att ställa krav på symmetriska bud för FCR-N, då detta kan förhindra deltagande från ett flertal aktörer.

1 Inledning

1.1 Uppdraget till Ei

Ei fick den 22 juni i uppdrag av regeringen att senast den 1 december varje år från och med 2022 till och med 2025 avrapportera om genomförandet av nedan angivna åtgärder till Regeringskansliet (Infrastrukturdepartementet).

- Ei ska följa upp att reglerkraftmarknadens maximala pris är åtminstone lika högt som det högsta maximala pris som tillämpas på dagenföre- och intradagsmarknaden.
- Ei ska redovisa hinder som identifieras, förslag som lämnas och uppföljning som genomförs inom ramen för Ei:s uppgift att främja efterfrågefleksibilitet på elmarknaden.
- Ei ska följa upp åtgärden att Svenska kraftnät ska säkerställa att de har förutsättningar att publicera information från balansmarknaden så nära realtid som möjligt.
- Ei ska följa upp åtgärden att Svenska kraftnät årligen ska redovisa hur aktiveringar av balansenergi som genomförs av andra skäl än balansering 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 analyseras vidare.
- Ei ska följa upp att de avgifter som Svenska kraftnät tar ut av de balansansvariga på ett samhällsekonomiskt effektivt sätt motsvarar de kostnader som respektive aktör ger upphov till.
- Ei ska följa upp att prissättningen av frekvenshållningsreserver (FCR-N och FCR-D) är ändamålsenlig.
- Ei ska följa upp åtgärden att Svenska kraftnät löpande ska se över förkvalificeringsprocessen och utvärdera de kravspecifikationer som är knutna till leverans av respektive stödtjänst.
- Ei ska följa upp att minimikrav på minsta budstorlek för att delta i upphandling av manuella respektive automatiska frekvensåterställningsreserver (mFRR och aFRR) sänks till 1 MW för att minska inträdesbarriärer.
- Ei ska följa upp vad avlägsnandet av Svenska kraftnäts krav på kostnadsbaserade bud i FCR-N och FCR-D har inneburit för budgivares möjlighet att delta på balansmarknaden utifrån likvärdiga förutsättningar oavsett typ av resurs.

Närmare om uppdraget

Ei ska i den årliga avrapporteringen beskriva om åtgärderna som presenteras i regeringsuppdraget har genomförts och i så fall när, eller i annat fall hur arbetet med genomförandet fortskrider samt eventuella hinder för genomförandet. Ei ska i sin årliga uppföljning även rapportera om det uppstått nya hinder eller om det finns risker för marknadsmisslyckanden. I så fall ska Ei föreslå ytterligare åtgärder som bör ingå i genomförandeplanen.

Regeringen anser också att vissa av förslagen i remissvaren på Ei:s rapport *Genomförandeplan för att förbättra elmarknadens funktion* kan vara av intresse för Ei att analysera vidare i samband med den årliga uppföljningen. När den resurstillräcklighetsbedömning som samarbetsorganisationen för det europeiska nätverket av systemansvariga för överföringssystemen för el (ENTSO-E) ansvarar för har godkänts av byrån för samarbete mellan EU:s tillsynsmyndigheter inom energiområdet (ACER) bör Ei också följa upp denna bedömning och vid behov lämna förslag på en uppdaterad genomförandeplan.

Vid genomförandet ska Ei ha en nära dialog med Svenska kraftnät och när det är relevant med övriga berörda aktörer.

1.2 Genomförandeplanen är föreslagen av Ei för att förbättra elmarknadens funktion

På uppdrag av regeringen utarbetade Ei 2020 en genomförandeplan för Sverige i enlighet med artikel 20.3 i Europaparlamentets och rådets förordning (EU) 2019/943 av den 5 juni 2019 om den inre marknaden för el (elmarknadsförordningen). En genomförandeplan ska synliggöra marknadens funktionssätt och vilka drivkrafter den skapar för effektivitet i såväl produktion och användning som överföring på kort och lång sikt. 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.

Ei konstaterade i rapporten *Genomförandeplan för att förbättra elmarknadens funktion* bland annat att den svenska elmarknaden fungerar väl men att det fanns förbättringsområden. Ei identifierade tre områden som kan förbättras genom ytterligare åtgärder: balansmarknaden, styrmedel och efterfrågefleksibilitet. Ei kom fram till att det fanns förhållanden på balansmarknaden som utgör inträdeshinder och hinder för en effektiv prisbildning. Detta försvårar för innovativa produkter och tjänster, som till exempel energilager och efterfrågefleksibilitet, att komma in på marknaden. Vidare poängterade Ei att det är 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 för att undanröja hinder för efterfrågefleksibilitet.

Ei:s förslag till genomförandeplan bestående av 12 åtgärder inom ovanstående områden presenteras i bilaga 1.

1.3 Läget på elmarknaden har ändrats sedan Ei föreslog Genomförandeplanen

Den svenska elmarknaden är en del av de integrerade europeiska marknaderna för energi. Det är upp till elmarknadens aktörer att hitta den optimala nivån på energiproduktion och installerad kapacitet givet energianvändarnas efterfrågan. På en välfungerande elmarknad är det priset på el (prissignalerna) som informerar marknadsaktörerna om var de nya investeringarna i elnät och produktion behövs som mest. Bakom utformningen av marknadsdesignen i EU och Sverige har sedan länge dessutom legat förväntan om att välfungerande elmarknader också ger elmarknaderna resurstillräcklighet. I *Genomförandeplan för att förbättra elmarknadens funktion* konstaterade Ei att den svenska delen av den inre elmarknaden inom EU fungerar väl men att det fanns förbättringsområden.⁴

Sedan Ei rekommenderade åtgärderna i Genomförandeplanen har läget på elmarknaden i flera delar ändrats. Hela Europa har haft höga elpriser under slutet av 2021 och 2022 samtidigt som elmarknadens funktionssätt har ifrågasatts av både hushåll och företag. Detta har lett fram till synnerligen ovanliga åtgärder som exempelvis krisinterventionsförordningen som tillåter olika typer av tillfälliga ingrepp i marknaden. Europeiska kommissionen har också aviserat att ett långsiktigt förslag till förändring av nuvarande utformning av elmarknaderna kommer att föreslås innan året är slut.

Resurstillräcklighet

Höga och volatila elpriser innebär inte automatiskt att Sverige inte har en god resurstillräcklighet eftersom resurstillräcklighet är ett mått för i vilken mån produktionsresurser och annan tillförsel av energi förmår att möta den förväntade efterfrågan.

I dagsläget finns det ännu varken en nationell eller europeisk resurstillräcklighetsbedömning genomförd för Sverige enligt den metod som är

⁴ Förutom de åtgärder som Ei föreslagit i Genomförandeplanen har det även kommit förslag på andra åtgärder som kan bidra till att främja elmarknadens funktion. Exempelvis har ACER i rapporten *ACER's Final Assessment of the EU Wholesale Electricity Market Design*⁴ som publicerades i april 2022 identifierat flera förbättringsområden för att framtidssäkra den nuvarande utformningen av elmarknaden som politiska beslutsfattare bör fokusera på.

beslutad på europeisk nivå av ACER.⁵ ENTSO-E har visserligen utfört en europeisk resurstillräcklighetsbedömning under 2021 men den godkändes inte av ACER. ACER valde inte heller att begära att ENTSO-E skulle komplettera analysen utan ansåg i stället att resurserna skulle läggas på bedömningen av resurstillräckligheten för år 2022, dvs. ERAA 2022. ACER konstaterade att förenklingarna i analysen för år 2021 medfört att ERAA 2021 inte beaktar resursernas tillräcklighet på ett tillförlitligt sätt och framförde att om analysen används kan det leda till felaktiga slutsatser och beslut.⁶ ENTSO-E ska presentera resurstillräcklighetsanalysen för år 2022 under november månad.⁷ ENTSO-E har dock i studien *Winter Outlook Report 2022–2023* konstaterat att det finns en ökad risk för effektbrist i södra Sverige i vinter.⁸

Även om det saknas en godkänd resurstillräcklighetsbedömning enligt den metod som beslutats av ACER sker löpande utvärderingar av kraftbalansen i Sverige av Svenska kraftnät, vilket också beskrevs i rapporten *Genomförandeplan för att förbättra elmarknadens funktion*. Värt att notera är att Svenska kraftnäts bedömning av risken för effektbrist under vintern 2022 har gått från en låg risk till reell risk.⁹ Svenska kraftnät kan precis som tidigare i ansträngda effektbristsituationer aktivera effektreserven¹⁰ som en sista utväg innan Svenska kraftnät tar initiativ till manuell förbrukningsfrånkoppling.¹¹ Eftersom Svenska kraftnät bedömer att risken för effektbrist ökat har de varnat allmänheten för att de kan behöva koppla bort elanvändare i vinter.¹² Det finns flertalet faktorer som påverkar risken för att det blir effektbrist i vinter. Till exempel har kärnkraftreaktorn Ringhals 4 förlängt sin årliga revision för underhåll, och förväntas vara åter i drift den 1 februari 2023, det vill säga att den är avställd under delar av vintern.¹³ Sverige är endast i låg grad direkt beroende av energileveranser från Ryssland men påverkas ändå eftersom säkerhetsläget i Europa är försämrat sedan Rysslands invasion av Ukraina den 24 februari 2022. Det kan medföra att möjligheterna till import av el till Sverige i ansträngda situationer är något sämre än tidigare.¹⁴ Hur

⁵ Elmarknadsförordningen innehåller bestämmelser om hur resurstillräckligheten i en medlemsstat ska bestämmas. Varje medlemsstats resurstillräcklighet, utvärderas enligt en specifik gemensam europeisk metod (ERAA-metoden), vilken beslutades av byrån för samarbete mellan EU:s tillsynsmyndigheter inom energiområdet (ACER) under hösten 2020. Om resurstillräcklighet konstateras i en medlemsstat ska en genomförandeplan tas fram med åtgärder och tidsplan för att undanröja snedvridningar och marknadsmisslyckanden till följd av lagstiftning.

⁶ [ACER decision 02/2022 on the European Resource Adequacy assessment for 2021.](#)

⁷ [ENTSOE-E, ERAA 2022.](#)

⁸ [ENTSOE-E, Early insights of Winter Outlook report 2022-2023.](#)

⁹ [Svenska kraftnät, Risken för bortkoppling av el i vinter har ökat.](#)

¹⁰ När det inte finns tillräckligt med balanseringsresurser så har Svenska kraftnät möjlighet att aktivera effektreserven. Effektreserven finns tillgänglig mellan den 16 november och den 15 mars.

¹¹ [Svenska kraftnäts kortsiktiga marknadsanalys 2021 och Svenska kraftnät, Risken för bortkoppling av el i vinter har ökat.](#)

¹² [Svenska kraftnät, Risken för bortkoppling av el i vinter har ökat.](#)

¹³ [Vattenfall, Tiden för reparation av Ringhals 4 förlängs.](#)

¹⁴ [Svenska kraftnät \(2022\), Kraftbalansen på den svenska elmarknaden och Svenska kraftnät, Risken för bortkoppling av el i vinter har ökat.](#)

effektillräckligheten under den kommande vintern påverkas av kriget i Ukraina är enligt Svenska kraftnät svårt att förutse.¹⁵

Regeringen har i november 2022 beslutat om en tillförlitlighetsnorm¹⁶ på en timme per år¹⁷ i enlighet med Ei:s förslag i rapporten *Ei:s förslag till tillförlitlighetsnorm för Sverige*¹⁸. Tillförlitlighetsnormen beskriver hur många timmar per år det är samhällsekonomiskt motiverat att landets produktion och möjlig import inte tillgodoser hela den förväntade efterfrågan på el.¹⁹ Tillförlitlighetsnormen innebär alltså att produktion och import av el ska kunna täcka hela det förväntade förbrukningsbehovet av el 99,989 procent av tiden. I flera av Svenska kraftnäts scenarier pekas på att tillförlitlighetsnormen inte kan uppfyllas bland annat på grund av det osäkra omvärldsläget och att kärnkraftreaktorn Ringhals 4 är tagen ur drift fram till den 31 januari 2023. Med anledning av detta bedöms enligt Svenska kraftnät också risken för bortkoppling vara reell.²⁰

Enligt Svenska kraftnät kan elanvändarna vara med och påverka hur stor risken för effektbrist är genom att förändra sina elförbrukningsmönster, det vill säga sänka eller flytta sin förbrukning. Svenska kraftnät menar att detta kan minska risken för bortkoppling med upp till fem gånger.²¹ Förbrukningssiffran för september 2022 visar att hushållens elanvändningen minskade med ca 18 procent²² jämfört med samma månad 2021. Förbrukningssiffran för hela Sverige för september 2022 visar också en minskning med 4,3 procent, jämfört med samma månad 2021. Även för oktober 2022 syns en minskning för alla elförbrukare temperaturkorrigerat på 6,3 procent jämfört med samma månad 2021.²³ ENTSO-E rapporten *Winter Outlook Report 2022–2023* visar också att riskerna för effektbrist minskar om EU-länderna lyckas med de uppsatta målen i krisinterventionsförordningen om att minska den totala elförbrukningen med 10 procent och med 5 procent under vissa höglasttimmar.²⁴ I Sverige genomför Energimyndigheten under hösten 2022 informationskampanjen "Varje kilowattimme räknas".²⁵

¹⁵ [Svenska kraftnäts systemutvecklingsplan 2022–2031](#).

¹⁶ En tillförlitlighetsnorm ska på ett transparent sätt ange den nödvändiga nivån för medlemsstatens försörjningstrygghet enligt artikel 25.1 i elmarknadsförordningen.

¹⁷ Enligt beslutet ska Ei också vid behov föreslå en uppdaterad tillförlitlighetsnorm,

¹⁸ [Energimarknadsinspektionen \(2021\). Ei:s förslag till tillförlitlighetsnorm för Sverige. Ei R2021:05.](#)

¹⁹ [Regeringskansliet, regeringen beslutar om en tillförlitlighetsnorm för Sverige.](#)

²⁰ [Svenska kraftnät, elförsörjningen och omvärldsläget.](#)

²¹ [Svenska kraftnät, Risken för bortkoppling av el i vinter har ökat.](#)

²² [Svenska kraftnät, Hushållen kapar elförbrukningen kraftigt i september.](#) Övriga elförbrukare, framför allt industrin ökar marginellt. Siffrorna för september är inte temperaturkorrigerade.

²³ [Svenska kraftnät, 7,6 procent minskad elförbrukning i oktober.](#) När Svenska kraftnät rapporterade september månads elförbrukning särredovisades hushållens förbrukning. För oktober månads redovisning av elförbrukning sker ingen sådan särrapportering.

²⁴ [ENTSO-E, Early insights of Winter Outlook report 2022-2023.](#)

²⁵ [Energimyndigheten, Varje kilowattimme \(kWh\) räknas.](#)

Åtgärderna i genomförandeplanen är fortfarande aktuella

Vi kan konstatera att läget på elmarknaden och de antaganden som till viss del ligger till grund för de föreslagna åtgärderna i Genomförandeplanen i flera delar har ändrats sedan dessa föreslogs av Ei år 2020. Detta innebär att det framöver kan finnas skäl att uppdatera genomförandeplanen i enlighet med artikel 20.3 i elmarknadsförordningen. Ei:s uppfattning är att åtgärderna i Genomförandeplanen i allt väsentligt fortfarande är aktuella att genomföra i de delar som ännu inte genomförts, och bidrar till en mer välfungerande elmarknad. De åtgärder som Ei följer upp i denna delrapportering är alltså sådana åtgärder som Ei anser bör genomföras för att främja den svenska elmarknadens funktion.

I denna första delrapportering av uppdraget avser Ei att fokusera på de delar av uppdraget som beskrivs i kapitel 2.

1.4 Lëshänvisning

I kapitel 2 presenteras rapportens syfte, metod och avgränsningar. Detta följs i kapitel 3 av en uppföljning av om åtgärderna i genomförandeplanen är genomförda. I kapitel 4 presenteras ytterligare åtgärder som Ei föreslagit men som inte följts upp i kapitel 3.

I bilaga 1 presenteras Ei:s förslag till genomförandeplan från 2020.

2 Syfte, metod och avgränsningar

I detta kapitel presenteras syftet, den metod som vi använt vid framtagandet av rapporten och våra avgränsningar.

2.1 Rapportens syfte

Syftet med denna första delrapport är att följa upp nio av de tolv åtgärder Ei presenterade i rapporten *Genomförandeplan för att förbättra elmarknadens funktion*.

2.2 Metod

Vid genomförandet av uppdraget har vi utgått från tidigare arbete och rapporter på Ei. Ei har även inhämtat synpunkter från Svenska kraftnät vid två möten. Ei har också bött Svenska kraftnät om material som varit nödvändigt för att vi ska kunna analysera de nio åtgärderna. Aktörer har även fått möjlighet att skicka in skriftliga kommentarer till Ei via en enkät som publicerats på Ei:s webbplats. Via enkäten har aktörerna fått möjlighet att lämna synpunkter på deras möjligheter att delta på balansmarknaden när Svenska kraftnäts krav på kostnadsbaserade bud för FCR-N och FCR-D avskaffats och de övriga åtgärderna Ei följer upp i denna rapport.

2.3 Avgränsningar

Med anledning av den korta tiden mellan beslutet om uppdraget den 22 juni 2022 och det första rapporteringstillfället den 1 december har Ei i denna delrapport valt att fokusera på om de nio åtgärderna har genomförts och i så fall när, eller i annat fall hur arbetet med genomförandet fortskrider samt eventuella hinder för genomförandet av åtgärderna. Ytterligare analyser och förslag som ryms inom detta uppdrag kommer att presenteras vid senare avrapporteringar av detta uppdrag.

Eftersom det inte finns någon godkänd resurstillräcklighetsbedömning för Sverige enligt den europeiska metoden när denna rapport skrivs²⁶ är det inte heller aktuellt att lämna förslag på en uppdaterad genomförandeplan med hänsyn till en resurstillräcklighetsbedömning. Det är därför för tidigt att veta om det finns sådana snedvridningar i lag eller marknadsmisslyckanden som behöver undanröjas för att komma till rätta med eventuella resurstillräcklighetsproblem. Därtill har krisinterventionsförordningen trätt i kraft, vilken kommer att få påverkan på elmarknadens funktion i ett kortsiktigt perspektiv och Europeiska kommissionen har aviserat att en mer långsiktig elmarknadsreform kommer att

²⁶ 2022-11-23.

föreslås innan året är slut. Detta innebär att det kan finnas skäl att uppdatera genomförandeplanen framöver.

Inom ramen för denna rapport har Ei inte presenterat ett sådant faktaunderlag som går att läsa i rapporten *Genomförandeplan för att förbättra elmarknadens funktion*. Ei hänvisar därför till denna rapport för exempelvis en beskrivning av de regler i elmarknadsförordningen som är relevanta för genomförandeplanens innehåll, hur resurstillräcklighetsbedömningen hänger ihop med genomförandeplanen, Ei:s förslag till genomförandeplan, samt varför dessa åtgärder föreslogs.

3 Uppföljning av åtgärderna i genomförandeplanen

I *Genomförandeplan för att förbättra elmarknadens funktion* föreslog Ei åtgärder för att förbättra elmarknadens funktion. I avsnitt 3.1 till 3.9 redogör vi för de nio åtgärder regeringen gett Ei i uppdrag att följa upp. Varje avsnitt inleds med en presentationsruta där den åtgärd som ska följas upp i avsnittet beskrivs. Uppföljningen för respektive åtgärd syftar till att besvara om den är genomförd och i så fall när eller i annat fall om det kvarstår några hinder för genomförandet. I avsnitt 3.10 presenteras en sammanfattning av de synpunkter som kommit in från elmarknadens aktörer.

3.1 Reglerkraftmarknadens maximala pris

Reglerkraftmarknadens maximala pris ska vara åtminstone lika högt som det högsta maximala pris som tillämpas på dagenföre- och intradagsmarknaden.

Åtgärden är genomförd

Ei konstaterar att från och med den 1 november 2022 är åtgärden genomförd och att ingen ytterligare justering av maxpriset på reglerkraftmarknaden²⁷ är nödvändig i nuläget.

Reglerkraftmarknadens maximala pris har höjts

På dagenföremarknaden är maxpriset för närvarande 4 000 euro/MWh²⁸ och på intradagsmarknaden är maxpriset 9 999 euro/MWh²⁹. På reglerkraftsmarknaden där den manuella frekvensåterställningsreserven (mFRR) handlas, var maxpriset 5 000 euro/MWh fram till den 31 oktober 2022. Från och med den 1 november 2022 är det maximala priset på reglerkraftsmarknaden 10 000 euro/MWh i samtliga nordiska länder. I samband med höjningen av det maximala priset på

²⁷ Med reglerkraftsmarknaden åsyftas den nordiska marknaden för energiaktivering avseende frekvensåterställningsreserver med manuell aktivering (mFRR).

²⁸ 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 att maxpriset för hela Europa är enhetligt och att nivån automatiskt justeras fem veckor senare så snart priset någonstans i Europa utlöser höjningen. Det pågår ett arbete med att se över denna metod, Energimarknadsinspektionens ärende med diarienummer 2022–102721.

²⁹ Denna nivå kommer också justeras upp om dagenföremarknadens maxpris kommer att överstiga den aktuella nivån för intradagsmarknaden. Justeringsmekanismen kommer då leda till att maxprisinivån 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).

reglerkraftmarknaden infördes även en mekanism som innebär att det maximala priset ska justeras om maxpriset på intradagsmarknaden höjs, för att säkerställa att reglerkraftmarknadens maxpris höjs och det därmed finns rätt incitament även i ett sådant scenario.

Maxpris vid anslutning till MARI och PICASSO

På sikt ska Svenska kraftnät vidareföra bud från aktörerna för handel till särskilda gemensamma europeiska plattformar för utbyte av balansenergi. Ei har på Svenska kraftnäts begäran beslutat att bevilja Svenska kraftnät undantag från att ansluta till de europeiska plattformarna för frekvensåterställningsreserver med manuell respektive automatisk aktivering (MARI respektive PICASSO). Detta innebär att Svenska kraftnät ska ansluta senast den 24 juli 2024.³⁰ Vid anslutning kommer det maximala priset på marknaderna för mFRR³¹ och aFRR³² bestämmas av den paneuropeiska metoden i enlighet med artikel 30 i balansförordningen som beslutades av ACER den 25 februari 2022.³³ Denna metod anger att det maximala priset på marknaderna för mFRR och aFRR tillfälligt kommer att vara 15 000 euro/MWh under som längst 48 månader från att den första medlemsstaten ansluter till MARI respektive PICASSO, dvs. till mitten av 2026.³⁴ Därefter ska det maximala priset på marknaderna för mFRR och aFRR vara 99 999 euro/MWh³⁵.

3.2 Efterfrågefleksibilitet

Ei ska redovisa hinder som identifieras, förslag som lämnas och uppföljning som genomförs inom ramen för Ei:s uppgift att främja efterfrågefleksibilitet på elmarknaden.

Åtgärden genomförs löpande

Ei genomför löpande åtgärden. Av Ei:s instruktion framgår att Ei har i uppdrag att kontinuerligt främja efterfrågefleksibilitet³⁶. Ei publicerade 2020 en strategi för

³⁰ Undantag från anslutning till MARI, Energimarknadsinspektionens beslut av den 31 augusti 2022, ärende med diarienummer 2022-100136 och undantag från anslutning till PICASSO, Energimarknadsinspektionens beslut av den 31 augusti 2022, ärende med diarienummer 2022-100137.

³¹ När Svenska kraftnät och övriga nordiska transmissionsnätoperatörer ansluter till den europeiska plattformen för utbyte av mFRR-balansenergi (MARI) kommer den nordiska reglerkraftmarknaden (där mFRR utbyts i Norden idag) integreras med den europeiska marknaden.

³² Idag finns ingen marknad för aFRR-balansenergi i Norden. Svenska kraftnät och övriga nordiska transmissionsnätoperatörer planerar att införa en sådan marknad först när de ansluter till den europeiska plattformen för utbyte av aFRR (PICASSO).

³³ ACER Decision 03/2022 on the amendment to the methodology for pricing balancing energy and cross-zonal capacity used for the exchange of balancing energy or operating the imbalance netting process

³⁴ I praktiken innebär detta att det maximala priset på de europeiska marknaderna för mFRR och aFRR är 15 000 euro/MWh till som längst mitten av 2026.

³⁵ Metoder beslutade av ACER kan revideras på initiativ av exempelvis de systemansvariga för överföringssystemen.

³⁶ [Energimarknadsinspektionens instruktion, Förordning \(2016:742\) med instruktion för Energimarknadsinspektionen.](#)

flexibilitet i elsystemet³⁷. Ei har identifierat tre strategiska områden att arbeta med: effektiva prissignaler, effektivt nätutnyttjande och kundens bidrag genom efterfrågefleksibilitet. Ei arbetar löpande med att identifiera hinder för efterfrågefleksibilitet och följer upp utvecklingen inom området på olika sätt.

Ei kommer följa upp att åtgärden även fortsättningsvis genomförs.

Hinder för efterfrågefleksibilitet

Ei sammanställer och offentliggör årligen de tekniska krav och andra villkor som finns för tillhandahållande av tjänster i form av ändrad elanvändning.³⁸

Undersökningen 2021 indikerade, liksom tidigare års undersökningar, att elnätsföretagen inte ställer tekniska krav eller andra villkor som gör det svårt att tillhandahålla tjänster för efterfrågefleksibilitet, om det inte är motiverat med hänsyn till en säker, tillförlitlig och effektiv drift av nätet. Undersökningen 2021 visade bland annat att en av de viktigaste aspekterna för utvecklingen av tjänster för efterfrågefleksibilitet är att relevanta regelverk som är under utveckling kommer på plats. I sammanhanget nämner marknadsaktörerna regelverken för oberoende aggregatorer, införandet av rollen som leverantör av balanstjänster samt intäktsramsreglering för elnätsföretag. En utvärdering som gjordes inom ramen för undersökningen visar att det dialogformat som Ei använt sig av fortsatt är viktigt för förståelsen av upplevda hinder.

Ei publicerade 2021 rapporten *Oberoende aggregatorer: Förslag till nya regler för att genomföra elmarknadsdirektivet*³⁹. I rapporten gav Ei rekommendationer till regeringen på hur EU-regelverket om oberoende aggregering kan genomföras i ellagstiftningen. Rapporten innehåller förslag som möjliggör att aggregatorer kan agera oberoende, samtidigt som de får ta ekonomiskt ansvar för de obalanser de orsakar i systemet. Ei föreslog också att Svenska kraftnät får ett uppdrag om hur modellerna som presenteras i rapporten för oberoende aggregering kan genomföras. Rapporten har remitterats av Regeringskansliet under våren 2021.⁴⁰

Under 2020 lämnade Ei ett förslag till ändring av ellagen som gör det möjligt att införa incitament i regleringen som styr nätföretagen mot andra lösningar än traditionella nätinvesteringar när det är motiverat, för att uppnå kostnadseffektivitet i nätverksamheten på sikt. Förändringen syftar till att ge nätföretagen incitament att arbeta med att effektivisera hela nätverksamhetens kostnads massa, både kapitalkostnader och löpande kostnader, inte bara

³⁷ [Ei:s strategi för flexibilitet i elsystemet.](#)

³⁸ [Energimarknadsinspektionen \(2021\), Tjänster för efterfrågefleksibilitet, Ei R2021:13.](#)

³⁹ [Energimarknadsinspektionen \(2021\), Oberoende aggregatorer: Förslag till nya regler för att genomföra elmarknadsdirektivet, Ei: R2021:03.](#)

⁴⁰ [Regeringskansliet, Remiss av Energimarknadsinspektionens rapport Oberoende aggregatorer Förslag till nya regler för att genomföra elmarknadsdirektivet.](#)

påverkbara kostnader vilket är fallet idag. Förslaget remitterades av Regeringskansliet under 2021.

Smarta elnät

För att möjliggöra omställningen av energisystemet behöver elnäten ha funktionalitet för att överföra el i det nya energisystemet. Smarta elnät används ofta som ett samlingsbegrepp för att beskriva framtidens elnät och handlar både om ny teknik, nya tjänster och nya förutsättningar för reglering och marknadsdesign i syfte att möjliggöra energiomställningen och då även ökad efterfrågefleksibilitet.

Ei ska enligt artikel 59.1 i Europaparlamentets och rådets direktiv (EU) 2019/944 av den 5 juni 2019 om gemensamma regler för den inre marknaden för el och om ändring av direktiv 2012/27/EU (elmarknadsdirektivet) övervaka och utvärdera utvecklingen av smarta elnät. Under 2021 publicerade Ei rapporten *Indikatorer för utvecklingen av smarta elnät*⁴¹ där Ei presenterar ett antal utvalda indikatorer som ska förklara utvecklingen av smarta elnät i Sverige. Som ett led i arbetet med smarta elnät och flexibilitet färdigställde Ei i juli 2022 föreskrifter⁴² om vilka uppgifter som elnätsföretagen ska rapportera in för att Ei ska kunna följa upp utvecklingen av smarta elnät. Föreskrifterna trädde i kraft den 1 oktober 2022.

Under 2021 presenterade Ei rapporten *Utvärdering av kostnader och nyttor av smarta elnät*⁴³. I rapporten utvecklar Ei, på regeringens uppdrag, såväl ett strategiskt som operativt arbete med smarta elnät. I rapporten gör Ei en utvärdering av samhällsekonomiska kostnader och nyttor av smarta elnät jämfört med andra alternativ. Utvärderingen omfattar olika scenarier av sammansättningen av elproduktionen i det nordiska elkraftsystemet samt en ökad elektrifiering i samhället.

Nättariffer

Ei fick 2018 ett bemyndigande att föreskriva om hur utformningen av tariffer ska se ut. Sedan dess har ett projekt pågått på myndigheten för att utforma nättariffer som främjar ett effektivt nätutnyttjande. I mars 2022 beslutades den nya föreskriften⁴⁴ som ska börja tillämpas senast den 1 januari 2027. De nya föreskrifterna anger att nättariffer behöver innehålla fyra kostnadsriktiga delar för

⁴¹ [Energimarknadsinspektionen \(2021\), Indikatorer för utvecklingen av smarta elnät, Ei R2021:07.](#)

⁴² [Energimarknadsinspektionens föreskrifter och allmänna råd om skyldigheter att rapportera uppgifter om utvecklingen av smarta elnät, EIFS 2022:5.](#)

⁴³ [Energimarknadsinspektionen \(2021\), Utvärdering av kostnader och nyttor av smarta elnät, Ei R2021:06.](#)

⁴⁴ [Energimarknadsinspektionens föreskrifter och allmänna råd för utformning av nättariffer för ett effektivt utnyttjande av elnätet, EIFS 2022:1.](#)

att de ska anses främja ett effektivt nätutnyttjande. Dessa är en fast avgift, en energiavgift, en kundspecifik avgift och en effektagift som ska tidsdifferentieras.

Lokala flexibilitetslösningar

Ei följer löpande utvecklingen av de lokala marknaderna för efterfrågefleksibilitet genom dialog med aktörerna. Ei har även beställt en konsultstudie⁴⁵ för att sammanställa kunskap om hur lokala marknader för flexibilitet är utformade i Sverige.

Ei har också startat ett projekt om vilken roll villkorade avtal kan ha i energiomställningen.⁴⁶ Ei kommer inom ramen för projektet bland annat att undersöka om avtalen bidrar till ett effektivt nyttjande av elnätet. Ei siktar på att ha en rapport om villkorade avtal klar i början av 2023.

Ei har tillsammans med Svenska kraftnät, Statens energimyndighet och Trafikverket sedan den 5 maj 2022 regeringens uppdrag att genomföra en myndighetsgemensam uppföljning av samhällets elektrifiering. I detta uppdrag ingår bland annat att redovisa en sammanställning av slutsatser när det gäller elmarknadens utveckling, inklusive utvecklingen av lokala flexibilitetsmarknader.

Ei har tillsammans med Svenska kraftnät, Statens energimyndighet och Styrelsen för ackreditering och teknisk kontroll sedan den 4 augusti 2022 regeringens uppdrag att främja ett mer flexibelt elsystem. I detta uppdrag ingår bland annat att främja flexibilitet och att analysera om det krävs ytterligare åtgärder för att potentialen för flexibilitet ska realiseras och i så fall en handlingsplan för implementering av dessa åtgärder. Uppdraget ska slutredovisas till regeringen den 15 december 2023. Inom ramen för uppdraget har Ei även ett deluppdrag där Ei ska främja flexibilitet på lokal nivå där det blir samhällsekonomiskt effektivt på kort eller längre sikt. I arbete med detta deluppdrag ingår bland annat att utvärdera de lokala flexibilitetsmarknader som testas i Sverige. Detta deluppdrag ska redovisas till regeringen senast den 6 april 2023.

Internationell samverkan inom området efterfrågefleksibilitet

Ei har även en aktiv roll i det internationella arbetet med regelutveckling kring efterfrågefleksibilitet. Europeiska kommissionen gav under 2020 ACER i uppdrag att utarbeta så kallade ramriktlinjer för efterfrågefleksibilitet. Ei har under 2021 och 2022 ingått i ACER:s arbetsgrupp för framtagandet av de nya reglerna för efterfrågefleksibilitet. Inom ramen för Nordic Energy Regulators (NordREG),

⁴⁵ [Sweco \(2022\), Kartläggning av lokala flexibilitetsmarknader.](#)

⁴⁶ [Energimarknadsinspektionen, Ei utreder vilken roll villkorade avtal kan ha i energiomställningen.](#)

arbetar Ei med att följa och ta lärdom av utvecklingen inom efterfrågefleksibilitet i övriga nordiska länder, samt verkar för ett harmoniserat regelverk inom Norden.

Effektdialogen

Ei arbetar också med den så kallade EFFEKT-dialogen. Syftet är att underlätta informationsutbyte, främja dialogen mellan olika aktörer på energiområdet och hitta lösningar som bidrar till ökad efterfrågefleksibilitet och förbättrad kapacitet i elnäten. Projektet startade hösten 2020 och inleddes med att Ei träffade representanter från sex olika aktörsgrupper för att diskutera och få synpunkter på vilka områden som bör prioriteras. Projektet är en del av Ei:s uppdrag att främja efterfrågefleksibilitet och skulle ursprungligen pågå fram till december 2022 men Ei har beslutat att förlänga projektet även efter 2022 då frågorna är högaktuella och dialog med aktörerna fortsatt viktigt.

Kunddialog och konsumentperspektiv på efterfrågefleksibilitet

Under 2020 konstaterade Ei att elkonsumenterna inte är tillräckligt representerade i dialogen om efterfrågefleksibilitet och att nya arbetssätt behövs för att lära mer om och integrera kunskap om kundernas behov, preferenser och möjligheter i arbetet med efterfrågefleksibilitet. Under 2021 beställde Ei en konsultstudie om alternativa metoder för kunddialog, vilken publicerades hösten 2021⁴⁷. För att gå från teori till praktik startade Ei under 2022 två pilotprojekt för att öka den direkta dialogen med och om elkonsumenterna. I ett av projekten ligger fokus speciellt på hushållskonsumenternas möjligheter, incitament och hinder för att bidra med efterfrågefleksibilitet. Projektet omfattar också marknadsaktörernas arbete med incitament och hinder för att aktivt främja hushållskonsumenternas möjligheter att bidra med efterfrågefleksibilitet. Det andra projektet är en ny version av Elpriskollen⁴⁸ som kommer att lanseras under 2023. Uppdateringen innebär att samtliga avtal hos elhandlare som köper mikroproduktion⁴⁹ kommer att förse med en symbol och besökaren kan genom filtrering välja att enbart se elhandlare som köper mikroproduktion. Dessutom ses den sida över på Elpriskollen som listar elhandlare som erbjuder flexibilitetsavtal, till exempel styrning av elanvändning och utrustning, i syfte att få fler att frivilligt rapportera att de erbjuder sådana produkter.

⁴⁷ [DNV \(2021\), Metoder som identifierar kunders uppfattning och drivkrafter i samband med regel- och policyutveckling.](#)

⁴⁸ Elpriskollen är en oberoende jämförelsesajt för elhandelsavtal som drivs av Ei.

⁴⁹ Egenproduktion av el som levereras till elnätet när produktionen är större än förbrukningen, så kallad överskottsel.

3.3 Aktivering av balansenergi som genomförs av andra skäl än balansering

Svenska kraftnät ska årligen redovisa hur aktiveringar av balansenergi som genomförs av andra skäl än balansering 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 analyseras vidare.

Åtgärden är inte genomförd

Svenska kraftnät har på fråga från Ei uppgett att Svenska kraftnät inte årligen redovisar hur aktiveringar av balansenergi som genomförs av andra skäl än balansering, påverkar priserna på balansenergi och avräkningen av aktörers obalanser på den svenska och nordiska elmarknaden.⁵⁰ Svenska kraftnät har dessutom påpekat att det finns svårigheter med att fullfölja en sådan redovisning på den nordiska elmarknaden. Svenska kraftnät har framfört att anledningen till detta är att det är svårt att genomföra en sådan redovisning utan tillgång till data från samtliga nordiska transmissionsnätsoperatörer. Utöver detta har Svenska kraftnät inte framfört några direkta hinder för att åtgärden genomförs men Svenska kraftnät har framfört att eftersom balanseringen i Norden ändras från grunden och ska gå över till områdesbaserad ACE-baserad (*area control error*, kontrollområdesbaserad) balanseringsmodell anser de att det inte är relevant att lägga tid på att utvärdera dagens hantering.⁵¹ Prissättningen av bud som aktiveras av andra skäl än för balansering analyseras för närvarande inom ramen för de villkor som Ei ska pröva i enlighet med artikel 18 i balansförordningen. Ei kommer följa upp att åtgärden genomförs.

Aktivering av balansenergi för andra skäl än balansering

Eftersom Svenska kraftnät inte har gjort någon redovisning av när aktivering av balansenergi skett av andra skäl än balansering, så kallad specialreglering, har Ei följt upp aktiveringarna för att ge en indikation på eventuell påverkan som specialregleringarna har haft på priset för balansenergi och obalanser.

Svenska kraftnät har anfört att det alltid är de dyraste aktiverade buden under timmen som kategoriseras som aktiverade av andra skäl än balansering. Dessa bud prissätts enligt principen *pay-as-bid* och påverkar enligt Svenska kraftnät inte reglerkraftspriset.⁵²

⁵⁰ Svenska kraftnät har även uppgett att de inte har fått något sådant uppdrag av regeringen och därför inte har gjort en sådan redovisning.

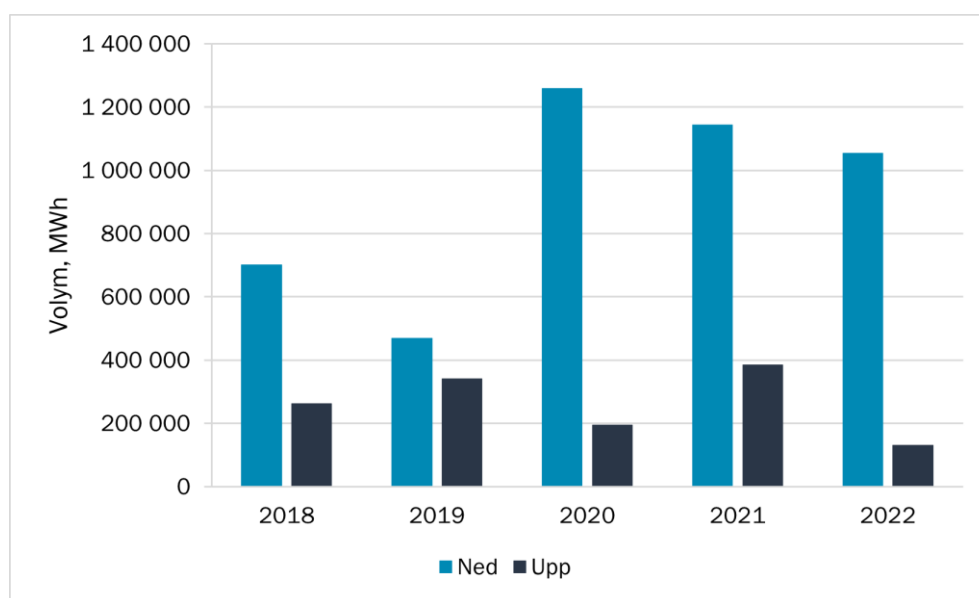
⁵¹ Möte med Svenska kraftnät, 2022-09-23 och material från Svenska kraftnät, 2022-10-13.

⁵² Material från Svenska kraftnät, 2022-09-09.

När endast upp- eller nedreglering beställs genom specialreglering påverkas elsystemets balans och därmed frekvensen. Eventuella ytterligare avrop som Svenska kraftnät måste göra för att återställa frekvensen kategoriseras som balansreglering, vilket kan leda till en potentiell snedvridning av balansenergipriserna så att dessa inte längre reflekterar aktörernas obalanser. Även när inget ytterligare avrop är nödvändigt för att återställa frekvensen kan detta påverka priset på balansenergi och obalanser.

Ei har sammanställt genomförda specialregleringar i det nordiska synkronområdet under perioden 1 januari 2018–31 augusti 2022, se figur 1. Om lika stor volym alltid aktiveras för upp- respektive nedreglering indikerar det att specialregleringen inte haft frekvenspåverkan.

Figur 1 Volymen specialreglering nedåt respektive uppåt i det nordiska synkronområdet, MWh under perioden 2018-01-01–2022-08-31



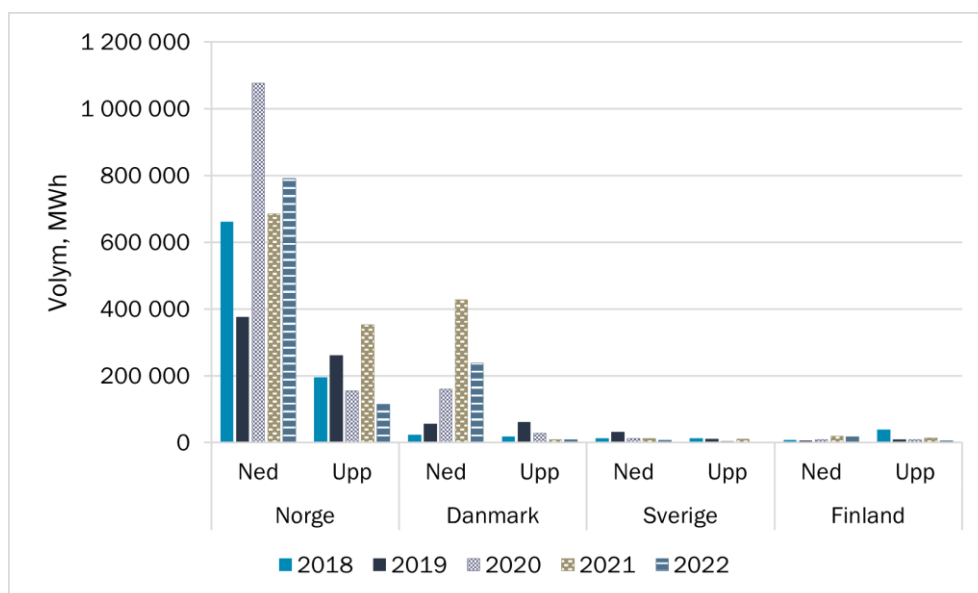
Källa: Statistik från SKM Syspower

Figur 1 visar att förekomsten av nedregleringar för samtliga år är högre än uppregeringar. Det visar ett konsekvent mönster med större volym nedreglering än uppregering, när specialregleringar genomförs i Norden. Detta indikerar att det finns risk för att priserna på balansenergi och avräkningen av aktörers obalanser påverkats av aktiveringar som genomförts av andra skäl än balansering. En ensidig specialreglering kan innebära att en reglering av balansskäl uteblir om den gör att systemet bringas i balans eller att behovet av reglering i den andra riktningen för att nå balans ökar. I båda fallen kan det påverka balansenergipriserna och priset för obalanser så att dessa inte speglar den faktiska obalansen i elsystemet. Störst konsekvens får det om specialregleringen är så stor

att elsystemets balans svänger från att vara överbalanserat till att bli underbalanserat eller tvärtom.

I figur 2 bryter vi ned de totala siffrorna för Norden per land.

Figur 2 Volymen specialreglering nedåt respektive uppåt i respektive land i det nordiska synkronområdet, MWh under perioden 2018-01-01 -2022-08-31



Källa: Statistik från SKM Syspower

Figur 2 visar att skillnaden mellan upp- och nedreglering är störst i Norge och Danmark. Av figuren tycks alltså den potentiella påverkan på priset på balansenergi och obalanser med Svenska kraftnäts hantering av nätproblem genom specialreglering vara betydligt mindre utbrett än i Norge och Danmark.

Förekomsten av specialregleringar och dess ev. påverkan på balansenergi- och obalanspriset bör redovisas

Ei vidhåller att Svenska kraftnät årligen med start 2023, bör redovisa hur åtgärder som görs av andra skäl än balansering påverkar priserna på balansenergi och avräkningen av aktörers obalanser på den svenska och nordiska elmarknaden. Ei rekommenderar att regeringen ger Svenska kraftnät i uppdrag att redovisa detta. Svenska kraftnät har framfört att det finns svårigheter med att fullfölja en sådan redovisning på den nordiska elmarknaden. Det kan därför krävas nordisk samverkan för att Svenska kraftnät ska kunna redovisa denna del. För att möjliggöra en sådan nordisk samverkan bör regeringen initiera en dialog med de övriga nordiska länderna och verka för att samtliga nordiska transmissionsnätoperatörer ges i uppdrag att redovisa hur åtgärder som görs av andra skäl än balansering påverkar priserna på balansenergi och avräkningen av

aktörers obalanser per marknadstidsenhet på den nordiska elmarknaden. Ei bedömer att det är en förutsättning för att åtgärden genomförs.

Prissättningen av specialregleringar bör följa samma principer som andra regleringar

I *Genomförandeplan för att förbättra elmarknadens funktion* har Ei framfört att det inte är önskvärt med två olika prissättningsmetoder av bud i reglerkraftmarknaden eftersom det innebär en risk för ineffektivt resursutnyttjande och ineffektiva priser. Ett bud som avropas i reglerkraftmarknaden avräknas olika beroende på om det används 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 uppreglering och till det lägsta priset bland de bud som behövdes för att genomföra tillräcklig nedreglering inom det prismässigt sammanhängande området. Det betyder att alla bud som avropats för exempelvis uppreglering avräknas till samma marginalpris (*pay as clear*) i prismässigt sammanhängande elområden. De bud som används för specialreglering avräknas i stället med *pay as bid*. Buden som används för specialregleringar avropas från samma gemensamma reglerkraftmarknad och bör därmed hanteras efter samma principer så långt det är möjligt.

Prissättningen av bud kommer prövas och beslutas av Ei

Ei ska på ansökan av Svenska kraftnät pröva villkor avseende balansering för leverantörer av balanstjänster och balansansvariga parter enligt artikel 18 i balansförordningen. I den prövningen, som för närvarande pågår, kommer Ei att ta ställning till prissättningsmetoderna.

3.4 Avgifter för balansansvariga

De avgifter som Svenska kraftnät tar ut av de balansansvariga ska på ett samhällsekonomiskt effektivt sätt motsvara de kostnader som respektive aktör ger upphov till.

Åtgärden är delvis genomförd

Ei godkände i juni 2021 Svenska kraftnäts förslag till ny avgiftsstruktur för de balansansvariga.⁵³ Avgiftsstrukturen infördes av Svenska kraftnät och tillämpas av de balansansvariga sedan den 1 november 2021. Även om Ei bedömer att avgiftsstrukturen i tillräcklig grad uppfyller kraven i balansförordningen innebär den nya avgiftsstrukturen att åtgärden endast delvis är genomförd eftersom Ei

⁵³Energimarknadsinspektionens beslut av den 24 juni 2021, ärende med diarienummer 2021-100232. Utöver dessa avgifter finns en nationell avgift kopplad till finansieringen av effektreserven som betalas av de balansansvariga under perioden 16 november till 15 mars, vilken Ei inte har följt upp inom ramen för denna rapport.

anser att förhållandet mellan grundavgift och obalansavgift bör analyseras vidare. Ei kommer att följa upp att åtgärden genomförs.

Avgiftens struktur är godkänd av Ei och består av tre delar

Den avgiftsstruktur som Ei godkänt på ansökan av Svenska kraftnät består av tre delar, grundavgift, veckoavgift och obalansavgift.⁵⁴ Grundavgiften syftar till att täcka Svenska kraftnäts kostnader för upphandling av balanskapacitet, administration och andra kostnader för balansering som inte påverkas av den balansansvarige partens obalanshantering. Grundavgiften tas ut baserat på den balansansvarige partens sammanlagda förbrukning och produktion. Veckoavgiften syftar till att täcka kostnaden för administration kopplad till avräkningen av den balansansvarige parten. Veckoavgiften tas ut per vecka i form av ett fast belopp. Obalansavgiften syftar till att täcka Svenska kraftnäts kostnader för upphandling av balanskapacitet som påverkas av den balansansvarige partens obalanshantering. Ökade obalanser hos den balansansvarige leder genom obalansavgiften till högre kostnader för den balansansvarige.

Förhållandet mellan grundavgift och obalansavgift bör analyseras och det kan finnas behov av harmonisering i Norden

Enligt uppdraget ska Ei följa upp att de avgifter som Svenska kraftnät tar ut på ett samhällsekonomiskt effektivt sätt motsvarar de kostnader som respektive aktör ge upphov till. En viktig princip vid denna prövning är att utformningen av avgiftsstrukturen ska ge korrekta incitament så att de avgifter som samlas in i största möjliga mån betalas av den aktör som ger upphov till kostnaden för systemet som helhet.⁵⁵ Ytterligare aspekter att väga in vid utformningen är avgifternas förutsägbarhet för balansansvariga parter och kostnadstäckningen för Svenska kraftnät.

När Ei beslutade om att godkänna Svenska kraftnäts förslag var det mot bakgrund av att Ei ansåg att avgiftsstrukturen i tillräcklig grad uppfyllde de krav som anges i balansförordningen. Den nya avgiftsstrukturen innebär att åtgärden delvis är genomförd men Ei anser att det finns behov av fortsatt utredning eftersom den största kostnadsposten för de balansansvariga, grundavgiften⁵⁶, inte kan påverkas av de balansansvariga. Ei rekommenderar att regeringen ger Svenska kraftnät i uppdrag att, med iakttagande av de regler som anges i balansförordningen,

⁵⁴ Enligt balansförordningen är huvudregeln att upphandlingskostnaderna för balanskapacitet, administrativa kostnader och andra kostnader för balansering ska tas ut genom införandet av en funktion för bristprissättning. I andra hand får en ytterligare avräkningsmekanism införas. Det är denna ytterligare avräkningsmekanism Svenska kraftnät valde att inkomma med till Ei för prövning.

⁵⁵ Denna princip kallas förorenaren betalar-principen.

⁵⁶ Grundavgiften står för ca 95 procent av avgiftsintäkterna från balansansvarsavgiften enligt Svenska kraftnät. Se [Svenska kraftnät, ansökan om nödatgärd: reducering av balansansvarsavgiften](#).

analysera förhållandet mellan grundavgift och obalansavgift samt de kostnader dessa avgifter ska täcka.

De kostnader som respektive avgiftsdel ska finansiera genom de balansansvarigas avgifter skiljer sig idag åt mellan de nordiska länderna. Inom ramen för Svenska kraftnäts uppdrag bör det därför särskilt analyseras om de kostnadsposter som ska täckas av de balansansvariga ska harmoniseras för att skapa likvärdiga och enhetliga incitament i den gemensamma balansmarknaden i Norden. Sverige kan dock inte ensamt driva fram en harmonisering utan det kräver nordisk samverkan. Ei bedömer att en nödvändig förutsättning för detta är att regeringen verkar för att samtliga nordiska transmissionsnätoperatörer ges i uppdrag att analysera de kostnader som ska täckas av de balansansvariga och att de, inom ramen för det gemensamma EU-regelverket, föreslår en gemensam modell. Det bör då särskilt ses över hur fördelningen av kostnader sker mellan nätverksamhet och systemverksamhet då det avgör vilka kostnader som ska täckas av nätkunderna respektive de balansansvariga.

3.5 Ändamålsenlig prissättning av frekvenshållningsreserver (FCR-N och FCR-D)

Prissättningen av frekvenshållningsreserver (FCR-N och FCR-D) ska vara ändamålsenlig.

Åtgärden kommer att genomföras

Svenska kraftnät ska senast den 1 februari 2024 ändra prissättningen av frekvenshållningsreserver (FCR-N och FCR-D) till så kallad *pay as clear*, vilket Ei anser är en ändamålsenlig prissättningsmetod. Detta ska ske i enlighet med Ei:s beslut från den 26 maj 2022 om gemensamma och harmoniserade regler och processer för utbyte och upphandling av FCR-balanskapacitet mellan Svenska kraftnät och Energinet DK.⁵⁷

Ei kommer vid behov att följa upp om prissättningsmetoden för balanskapacitetsprodukter säkerställer kostnadseffektiv och marknadsbaserad upphandling och väl fungerande marknader.

Ei anser att en enhetlig prissättning av balanskapacitet är ändamålsenligt

I balansförordningen framgår tydligt att *pay as clear* ska vara den prissättningsmetod som används för balansenergiprodukter om inte en alternativ prissättningsmetod visats vara mer effektiv.⁵⁸ För balanskapacitet är det däremot inte lika tydligt vad som förespråkas i regelverket, men Ei har hittills bedömt att *pay as clear* är den prissättningsmetod som bör användas även för balanskapacitet

⁵⁷ Energimarknadsinspektionens beslut av den 26 maj 2022, ärende med diarienummer 2019-103032.

⁵⁸ Artikel 6.4 i kommissionens förordning (EU) 2019/943 av den 5 juni 2019.

för att skapa förutsättning för effektiv resursallokering och incitament för nya aktörer att bli aktiva på FCR-marknaderna.

Att Ei i beslutet om FCR från den 26 maj 2022 tillåter nuvarande prissättningsmodell att fortlöpa som längst till och med den 31 januari 2024 beror på att Svenska kraftnät och Energinet DK i ansökan beskrivit att det fortfarande finns hinder för att genomföra övergången till *pay as clear*. Anledningen till dessa hinder är att marknaderna behöver mogna ytterligare samt att det ska ses som en försiktighetsåtgärd. Ei har tillsammans med den danska tillsynsmyndigheten Försyningstilsynet godtagit motiveringen från Svenska kraftnät och Energinet DK. Svenska kraftnät har uppgett att de arbetar mot att införa *pay as clear* enligt Ei:s beslut, det vill säga senast 1 februari 2024.⁵⁹

Att alla balanskapacitetsprodukter, även aFRR och mFRR, prissätts utifrån samma princip ser Ei som ändamålsenligt. Den 10 maj 2022 ändrades prissättningsmetoden för aFRR-balanskapacitet till *pay as clear* och för den kommande marknaden för mFRR-balanskapacitet föreslår Svenska kraftnät att *pay as clear* ska tillämpas som prissättningsmetod.⁶⁰

3.6 Förkvalificeringsprocessen

Svenska kraftnät ska löpande se över förkvalificeringsprocessen och utvärdera de kravspecifikationer som är knutna till leverans av respektive stödtjänst.

Åtgärden har genomförts

Svenska kraftnät har sett över och infört nya rutiner för förkvalificeringsprocessen och utvärderat kravspecifikationerna för stödtjänsterna FCR-N, FCR-D, aFRR och mFRR. Ei anser att arbetet med utvärdering av förkvalificeringsprocessen och utvärdering av de kravspecifikationer som är knutna till leverans av respektive stödtjänst bör fortgå för att underlätta för aktörer och möjliggöra att samtliga teknikslag kan delta på balansmarknaden under samma förutsättningar

Ei kommer följa upp att åtgärden även fortsättningsvis genomförs.

För att följa upp Svenska kraftnäts arbete med förkvalificeringsprocessen och de kravspecifikationer som är knutna till leverans av respektive stödtjänst har Ei hämtat in information från Svenska kraftnät.

Löpande översyn av förkvalificeringsprocessen

Av informationen från Svenska kraftnät framgår att Svenska kraftnät har tagit fram processer för löpande förkvalificering av nya resurser och omkvalificering av

⁵⁹ Material från Svenska kraftnät, 2022-09-09.

⁶⁰ Energimarknadsinspektionens ärende med diarienummer 2022-102820.

befintliga resurser, enligt kommissionens förordning (EU) 2017/1485 av den 2 augusti 2017 om fastställande av riktlinjer för driften av elöverföringssystem, i vilken kraven på förkvalificeringsprocessen finns.

Svenska kraftnät har också tagit fram rutiner i syfte att periodiskt uppdatera, utvärdera och utveckla processen. Svenska kraftnät har under 2022 dokumenterat den befintliga förkvalificeringsprocessen med en processbeskrivning som tydliggör processens delar och arbetssätt. I förkvalificeringsprocessen finns det en processägare, en processledare och ett processteam där alla funktioner jobbar i olika led för ständiga förbättringar.

Enligt Svenska kraftnät ökar antalet genomförda förkvalificeringar jämfört med tidigare år. Under 2020 genomfördes 20 förkvalificeringar, år 2021 var motsvarande antal 73 och under januari till juni år 2022 var antalet genomförda förkvalificeringar 95. Under andra kvartalet 2022 fanns det totalt 42 pågående förkvalificeringar för FCR-N, FCR-D, aFRR, mFRR och snabb frekvensreserv (FFR, *fast frequency reserve*).

I tabell 2 framgår ökningen av utbudet av förkvalificerade volymer i MW.

Tabell 2 Ökning av utbud (exklusive omkvalificeringar och volymer från pilotstudie för variabla resurser) av förkvalificerade volymer i MW under perioden 2018–2022

Stödtjänst	2018 ⁶¹	2019	2020	2021	2022	Totalt teoretiskt utbud (MW)
FCR-N	1233	33	25	53	5	1349
FCR-D upp	2776	28	76	93	84	3057
FCR-D ned⁶²	-	-	-	308	234	542
FFR	-	-	-	-	118	118
aFRR	3784	50	0	20	55	3909
mFRR	14 369	10	0	20	63	14 462

Källa: Material från Svenska kraftnät, 2022-09-09

Pågående pilotstudie ska skapa förståelse för hur variabla resurser kan bidra med stödtjänster

Vidare har Svenska kraftnät en pilotstudie om leverans av reserver från resurser med variabel produktion (exempel sol och vind) eller förbrukning som pågår till hösten 2023. Syftet är att i samverkan med branschen skapa förståelse för förutsättningarna för variabla resurser att bidra med stödtjänster. Inom ramen för pilotstudien ingår att reda ut hur förkvalificeringsprocessen kan utformas för dessa

⁶¹ Svenska kraftnät har framfört att detta är en grov uppskattning som är baserade på handlingsplanen för omkvalificeringar av redan befintliga anläggningar.

⁶² Svenska kraftnät har framfört att FCR-D ned infördes år 2022.

resurser och för de som deltar i studien krävs en godkänd förenklad förkvalificeringsansökan innan de kan få delta på berörda reservmarknader.⁶³

Utvärdering av kravspecifikationer för aFRR och mFRR pågår

För närvarande arbetar Svenska kraftnät med att konkretisera de tekniska kraven för aFRR och mFRR. Ambitionen är att de tekniska kraven ska bli harmoniserade i Norden och överensstämna med de grundläggande kraven som anges på europeisk nivå med anledning av framtida anslutning till plattformarna MARI och PICASSO.⁶⁴

Kravspecifikationer för FCR-N och FCR-D prövas för närvarande av Ei

Av redogörelsen från Svenska kraftnät framgår att det pågår ett nordiskt samarbete för att utveckla de kravspecifikationer som är knutna till leverans av FCR-N och FCR-D.

Under 2021 testade Svenska kraftnät nya kravspecifikationer. Därefter uppdaterades kravspecifikationerna utifrån erfarenheterna från testfasen och ett nytt förslag publicerades för offentlig konsultation under mars 2022. Efter ytterligare justeringar skickade Svenska kraftnät förslaget till Ei i juni 2022.⁶⁵ Ei analyserar för närvarande förslaget.

Vid utveckling av kravspecifikationerna har i fokus varit att produkterna ska bidra tillräckligt till driftsäkerheten i elsystemet, att kraven ska vara teknikneutrala och medföra att olika typer av anläggningar ska kunna uppfylla kravspecifikationerna. Svenska kraftnät anser att de reviderade kraven är en förutsättning för en fortsatt hög leveranssäkerhet i takt med energiomställningen.⁶⁶

3.7 Minsta budstorlek för manuella respektive automatiska frekvensåterställningsreserver (mFRR och aFRR)

Minimikrav på minsta budstorlek för att delta i upphandling av manuella respektive automatiska frekvensåterställningsreserver (mFRR och aFRR) ska sänkas till 1 MW för att minska inträdesbarriärer.

Åtgärden är delvis genomförd

Idag är minsta budstorlek för mFRR 10 MW i elområde 1, 2 och 3 medan den i elområde 4 är 5 MW. Åtgärden är alltså inte genomförd för mFRR men kommer att genomföras senast 24 juli 2024 då minsta budstorlek för mFRR ska vara 1 MW. Ei

⁶³ Material från Svenska kraftnät, 2022-09-09 och [Svenska kraftnät, Förlängd tidsfrist för förkvalificering till pilotstudie](#).

⁶⁴ Material från Svenska kraftnät, 2022-09-09.

⁶⁵ Energimarknadsinspektionens ärende med diarienummer 2022-102495.

⁶⁶ Material från Svenska kraftnät, 2022-09-09.

kommer att fortsätta att följa upp åtgärden och eventuella hinder fram till dess att den är genomförd för mFRR.

Sedan den 10 maj 2022 är den minsta budstorleken för aFRR 1 MW. Minimikravet är därmed uppfyllt avseende aFRR.

För att följa upp att minimikravet på minsta budstorlek för att delta i upphandling av mFRR och aFRR har Ei hämtat in information från Svenska kraftnät.

Pilotstudie med 1 MW som minsta budstorlek pågår

Enligt Svenska kraftnät pågår sedan januari 2021 en pilotstudie med 1 MW som minsta budstorlek för aktörer som sedan tidigare inte är aktiva på marknaden för mFRR-balansenergi.⁶⁷ Svenska kraftnät har uppgett att minsta budstorlek avseende mFRR kommer sänkas till 1 MW för samtliga aktörer i samband med implementeringen av den nordiska automatiska energiaktiveringsmarknaden för mFRR under det fjärde kvartalet 2023. Detta kommer göras tillsammans med övriga nordiska transmissionsnätoperatörer enligt tidplanen för projektet *Nordic Balancing Model (NBM)*⁶⁸.

Krav om 1 MW som minsta budstorlek senast 24 juli 2024

När Svenska kraftnät ansluter sig till plattformarna MARI och PICASSO ska minsta budstorlek uppgå till 1 MW för mFRR och aFRR. Enligt balansförordningen skulle Svenska kraftnät och de övriga transmissionsnätoperatörerna ansluta sig till MARI och PICASSO senast 24 juli 2022 men Svenska kraftnät har ansökt och beviljats undantag.⁶⁹ Undantaget innebär att Svenska kraftnät ska ansluta till plattformarna senast den 24 juli 2024 och denna tidpunkt utgör därmed senaste tidpunkten för att sänka minsta budstorlek till 1 MW avseende mFRR och aFRR. Som konstaterats ovan är detta redan uppfyllt för aFRR.

⁶⁷ Material från Svenska kraftnät, 2022-09-09.

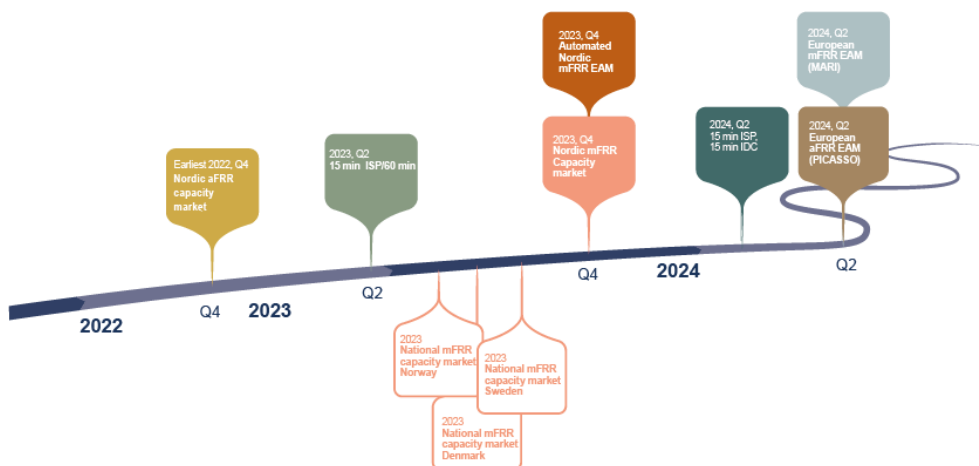
⁶⁸ *Nordic Balancing Model* är ett projekt som drivs av de nordiska transmissionsnätoperatörerna.

⁶⁹ Undantag från anslutning till MARI, Energimarknadsinspektionens beslut av den 31 augusti 2022, ärende med diarienummer 2022-100136 och undantag från anslutning till PICASSO Energimarknadsinspektionens beslut av den 31 augusti 2022, ärende med diarienummer 2022-100137.

Kommande förändringar på den nordiska balansmarknaden med relevans för åtgärden

I Figur 3 presenteras den nu gällande tidsplanen som de nordiska transmissionsnätoperatörerna arbetar mot avseende NBM-projektet.

Figur 3 Tidplan för de nordiska systemanarigas projekt *Nordic Balancing Model (NBM)*⁷⁰



Källa: *Nordic balancing model* (uppdaterad 29 juni 2022).

Inom projektet planerar de nordiska transmissionsnätoperatörerna att genomföra en rad förändringar på den nordiska balansmarknaden. Figur 3 visar milstolpar i tidsplanen som är relevanta för åtgärden att följa upp minimikrav på minsta budstorlek. Till exempel planeras införandet av en nordisk energiaktiveringsmarknad för mFRR under det fjärde kvartalet 2023 samt anslutning till MARI och PICASSO under andra kvartalet 2024.

3.8 Avlägsnandet av kostnadsbaserade bud i FCR-N och FCR-D

Uppföljning av vad avlägsnandet av Svenska kraftnäts krav på kostnadsbaserade bud i FCR-N och FCR-D har inneburit för budgivares möjlighet att delta på balansmarknaden utifrån likvärdiga förutsättningar oavsett typ av resurs.

Åtgärden är genomförd

Den 1 januari 2022 tog Svenska kraftnät bort kravet på kostnadsbaserade bud för FCR-N och FCR-D. För att följa upp hur avlägsnandet av kravet på kostnadsbaserade bud påverkat aktörers möjlighet att delta på balansmarknaden har Ei hämtat in information och data från Svenska kraftnät samt i en webbenkät bett aktörer lämna sina synpunkter. Ei konstaterar att det inte går att dra slutsatser om vad åtgärden att ta bort kravet på kostnadsriktiga bud inneburit för budgivares möjlighet att delta på balansmarknaden utifrån likvärdiga förutsättningar oavsett

⁷⁰ [Roadmap Nordic balancing model](#).

typ av resurs. På grund av den snabba utvecklingen på marknaden tror Ei inte heller att det är värdefullt med ytterligare analyser.

Svårt att dra slutsatser om hur avlägsnandet av kravet påverkat aktörers möjlighet att delta på balansmarknaden

Svenska kraftnät har kommit in med data till Ei avseende bud för FCR-N och FCR-D under perioden 1 januari 2020 till och med 30 augusti 2022.

Enligt Svenska kraftnät finns det utmaningar med att dra slutsatser kring utvecklingen av budvolym och priser före och efter avlägsnandet av kostnadsbaserade bud avseende FCR-N och FCR-D. De nämner att elmarknaden förändras i hög takt och de flesta förändringar har direkt eller indirekt påverkan på marknaderna för stödtjänster, att de kraftigt ökade priserna på dagenföremarknaden sedan 2021 har stor betydelse för prisuppgångar på FCR-N och FCR-D. Dessutom är FCR-utbudet dominerat av vattenkraft och budvolym och priser påverkas i hög grad av hydrologiska faktorer.⁷¹

Ei har analyserat denna data och kan, i likhet med Svenska kraftnät, konstatera att det finns tendenser till ökade priser på FCR-N och FCR-D över tid, men att det kan ha andra förklaringar än avlägsnandet av kostnadsbaserade bud. Det är många faktorer som påverkar prisutvecklingen och det är svårt att isolera den påverkan som avlägsnandet av kostnadsbaserade bud har haft. Dessutom har det inte gått så lång tid sedan kravet togs bort vilket också bidrar till att det är svårt att dra några slutsatser om aktörers agerande har ändrats.

Krav om kostnadsbaserade bud kan tidigare ha försämrat prisbildningen

Den kostnadsbaserade prissättning av FCR-N och FCR-D som tidigare var gällande var enbart specificerad för vattenkraftproduktion och gick inte direkt att översätta till andra typer av produktionsresurser. Kostnaderna skulle 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.

⁷¹ Material från Svenska kraftnät, 2022-09-09.

Att Svenska kraftnäts tidigare krav om kostnadsbaserade bud nu har tagits bort har gjort det lättare för aktörer att delta i marknaden utifrån likvärdiga förutsättningar, enligt Ei:s bedömning. De synpunkter som lämnats via den enkät som publicerats på Ei:s webbplats indikerar att även marknadens aktörer ser positivt på avlägsnandet av kravet.⁷² Fyra av fem aktörer anser att avlägsnandet av kravet på kostnadsbaserade bud avseende FCR-N och FCR-D ändrat möjligheterna att delta på balansmarknaden medan en aktör anser att det inte har gjort det. Vidare anger fyra av fem aktörer att avlägsnandet av kravet på kostnadsbaserade bud påverkat deras möjlighet att delta på FCR-marknaderna positivt medan en aktör anger att det inte har haft någon påverkan alls.

Samtliga aktörer upplever avlägsnandet av kravet på kostnadsbaserade bud avseende FCR-N och FCR-D som positivt. De framhåller att beräkningen varit komplicerad vilket har medfört flertalet administrativa svårigheter. En aktör lyfter fram att det numera är lättare för dem att prissätta sina resurser och att resurserna därför kan nyttjas på den marknad där de behövs mest. En annan aktör tar också upp att avlägsnandet av kravet på kostnadsbaserade bud inneburit tydligare incitament för kundsidan att bli mer aktiva och att det lett till att mer flexibilitet gjorts tillgänglig. Samma aktör framför också att förutsättningarna för att jämföra bud och konkurrera blir tydligare.

En aktör framför att avlägsnandet av kostnadsbaserade bud inte ändrat deras möjlighet att delta på balansmarknaden, utan att det är den tekniska kvalificeringen som avgör vilka möjligheter de har att delta på marknaden.

3.9 Publicering av information från balansmarknaden

Svenska kraftnät ska säkerställa att de har förutsättningar att publicera information från balansmarknaden så nära realtid som möjligt.

Åtgärden är inte genomförd

För att följa upp Svenska kraftnäts arbete med att säkerställa att de har förutsättningar att publicera information så nära realtid som möjligt har Ei hämtat in information från Svenska kraftnät. I redogörelsen anges att det i nuläget saknas möjlighet för Svenska kraftnät att publicera information nära realtid. Ei anser att fortsatt uppföljning av åtgärden är nödvändig.

Förutsättningarna för att publicera information så nära realtid som möjligt kommer förbättras

Svenska kraftnät anger att förutsättningarna för att publicera information från balansmarknaden så nära realtid som möjligt kommer förbättras i takt med att

⁷² Se kapitel 3.10 för ytterligare information om webbenkäten.

balansmarknaden och balanseringsmodellen utvecklas. En automatiserad prisberäkning – som möjliggörs i och med den uppdaterade IT-struktur som utvecklas inför starten av den nordiska automatiserade energiaktiveringsmarknaden för mFRR – är nödvändig för att snabbare kunna publicera informationen enligt Svenska kraftnät. Ytterligare en förutsättning för att kunna publicera information närmare realtid är enligt Svenska kraftnät övergången från en frekvensbaserad balanseringsmodell till att balansera per elområde, en så kallad ACE-baserad (*area control error*, kontrollområdesbaserad) balanseringsmodell. Svenska kraftnät uttrycker att det finns en allmän målbild om att kunna publicera information från balansmarknaden inom 15 minuter efter stängningstiden för att lämna bud för den aktuella marknadstidsenheten.

De förutsättningar som enligt Svenska kraftnät krävs för att möjliggöra snabbare publicering av information förväntas ske inom de närmsta 1–2 åren eller senast 24 juli 2024 då Svenska kraftnät senast ska ansluta till plattformarna MARI och PICASSO.

Vidare lyfter Svenska kraftnät fram att de arbetar för ökad transparens och för att göra information till aktörerna mer lättillgänglig. För att åstadkomma detta har de nyligen uppdaterat strukturen och informationen på aktörsportalen.

Undantag från publicering av uppgifter om enskilda bud

Ei beslutade i november 2021 att bevilja Svenska kraftnät undantag från publicering av uppgifter om enskilda bud som avser erbjudna priser och volymer för balanskapacitet på aFRR-, FCR-N- och FCR-D-marknaden, samt för balansenergi på mFRR-marknaden.⁷³ Beslutet fattades i enlighet med artikel 12.4 i förordning (EU) 2017/2195 och gäller tills vidare så länge förutsättningarna i beslutet är uppfyllda. Svenska kraftnät ska däremot årligen rapportera till Ei om de förutsättningar som ligger till grund för undantaget. Svenska kraftnät ska så snart förutsättningarna för undantag inte längre finns börja publicera informationen.

3.10 Synpunkter från marknadsaktörer

Ei har under tiden för detta regeringsuppdrag haft dialog med marknadsaktörer via en enkät som publicerats på Ei:s webbplats. Syftet med webbenkäten var att samla in synpunkter och erfarenheter kring aktörers möjligheter att delta på balansmarknaden när Svenska kraftnäts krav på kostnadsbaserade bud för FCR-N och FCR-D avskaffats samt att samla in övriga synpunkter avseende de nio åtgärderna som Ei rapporterar om i denna rapport. Det är fem aktörer som har

⁷³ Energimarknadsinspektionens beslut av den 11 november 2021, ärende med diarienummer 2020–103215.

besvarat webbenkäten. Nedan presenteras en sammanfattning av aktörernas synpunkter om de inte redovisats tidigare i detta kapitel.

Flera aktörer har framfört att det vore positivt om minsta budstorlek sänktes då det skulle underlätta för små bud och mindre resurser. Flera aktörer tar också upp att realtidsmätning och realtidsrapportering till Svenska kraftnät är ett eventuellt hinder, inte minst för aktörerna med de mindre resurserna då ett sådant krav kan medföra att dessa inte klarar förkvalificeringsprocessen.

Förkvalificeringsprocessen nämns också som ett generellt hinder.

En aktör framför också att det är viktigt med transparens gällande priset på marknaden och alla aktörer ska få tillgång till information om marknaden samtidigt så att stora aktörer inte sitter på mer information än övriga.

Det lyfts också att marginalprissättning önskas på så många produkter som möjligt och att harmoniserad prissättning mellan [de nordiska] länderna är viktigt.

Aktörernas synpunkter är värdefulla för Ei

Det har varit värdefullt att ta del av aktörernas synpunkter. I flera fall styrker dessa synpunkter Ei:s slutsatser avseende de nio åtgärder som denna rapport i huvudsak följer upp. Ei har även beaktat de synpunkter som inkommit, i webbenkäten eller i andra sammanhang, även om de inte nämns i denna rapport.

4 Ytterligare åtgärder i förslaget till genomförandeplan

I genomförandeplanen föreslog Ei tolv åtgärder för att förbättra elmarknadens funktion. Inom ramen för detta uppdrag ska Ei endast följa upp nio av dessa åtgärder. I detta kapitel presenterar vi de återstående åtgärderna, som ännu inte är genomförda.

4.1 Styrmedel på elmarknaden

Ei föreslog att styrmedel på elmarknaden bör vara ändamålsenliga för att undanröja snedvridningar till följd av lagstiftning. Detta innebär att redan existerande såväl som eventuella framtida energipolitiska styrmedel bör ha

- 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.

4.2 Genomförande av Ren energipaketet

Ei:s förslag i rapporten *Ren energi inom EU – ett genomförande av fem rättsakter*⁷⁴ bör genomföras i svensk lagstiftning så snart som möjligt för att undanröja snedvridningar till följd av lagstiftning. Ei:s bedömning var att när Ren energipaketet är genomfört så kommer det att bidra till en än mer välfungerande elmarknad och därför föreslog Ei att genomförandet av dessa regler ska ingå i genomförandeplanen.

4.3 Krav på separat upphandling uppåt respektive nedåt avseende FCR-N

Ei föreslog att Svenska kraftnät så snart som möjligt bör upphöra att ställa krav på symmetriska bud för FCR-N, då detta krav förhindrar deltagande från ett flertal aktörer. Ei beslutade i oktober 2020 om att godkänna Svenska kraftnäts ansökan

⁷⁴ Energimarknadsinspektionen (2020), *Ren energi inom EU – ett genomförande av fem rättsakter*, EiR2020:02.

om undantag från skyldigheter vid upphandling av balanskapacitet.⁷⁵ Beslutet innebär att Svenska kraftnät tillåts upphandla balanskapacitet uppåt och nedåt gemensamt fram till och med den 31 december 2023.

4.4 Samtliga åtgärder bör genomföras

Läget på elmarknaden har i flera delar ändrats sedan Ei rekommenderade ovanstående åtgärder i Genomförandeplanen. Ei kommer fortsatt analysera hur marknaden klarar av att hantera de olika påfrestningarna. Även om det innebär att det kan behöva tillkomma ytterligare åtgärder framöver är det Ei:s uppfattning att de åtgärderna i Genomförandeplanen inklusive de som inte analyserats i denna rapport i allt väsentligt fortfarande är aktuella att genomföra i de delar de ännu inte genomförts, och bidrar till en mer välfungerande marknad.

⁷⁵Energimarknadsinspektionens beslut av den 22 oktober 2020, ärende med diarienummer 2019-103272.

5 Referenser

ACER Decision 02/2022 on the European Resource Adequacy assessment for 2021
Hämtat från: [https://www.acer.europa.eu/sites/default/files/documents/Individual Decisions/ACER Decision 02-2022 on ERAA 2021 0.pdf](https://www.acer.europa.eu/sites/default/files/documents/Individual%20Decisions/ACER%20Decision%2002-2022%20on%20ERAA%202021%200.pdf)

ACER Decision 03/2022 on the amendment to the methodology for pricing balancing energy and cross-zonal capacity used for the exchange of balancing energy or operating the imbalance netting process
Hämtat från:
[https://www.acer.europa.eu/sites/default/files/documents/Individual Decisions/ACER Decision 03-2022 on the Amendment to the Methodology for Pricing Balancing Energy 0.pdf](https://www.acer.europa.eu/sites/default/files/documents/Individual%20Decisions/ACER%20Decision%2003-2022%20on%20the%20Amendment%20to%20the%20Methodology%20for%20Pricing%20Balancing%20Energy%200.pdf)

ACER (2022), *ACER's Final Assessment of the EU Wholesale Electricity Market Design*.
Hämtat från:
[https://www.acer.europa.eu/sites/default/files/documents/Publications/ACER%26 %23039%3Bs Final Assessment of the EU Wholesale Electricity Market Design.pdf](https://www.acer.europa.eu/sites/default/files/documents/Publications/ACER%26%2023039%3Bs%20Final%20Assessment%20of%20the%20EU%20Wholesale%20Electricity%20Market%20Design.pdf)

DNV (2021) Metoder som identifierar kunders uppfattning och drivkrafter i samband med regel- och policyutveckling

Energimarknadsinspektionens ärende med diarienummer 2022–102495

Energimarknadsinspektionens ärende med diarienummer 2022–102721

Energimarknadsinspektionens ärende med diarienummer 2022–102820

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

Energimarknadsinspektionens beslut av den 24 juni 2021, ärende med diarienummer 2021–100232

Energimarknadsinspektionens beslut av den 11 november 2021, ärende med diarienummer 2020–103215

Energimarknadsinspektionens beslut av den 26 maj 2022, ärende med diarienummer 2019–103032

Energimarknadsinspektionens beslut av den 31 augusti 2022, ärende med diarienummer 2022–100136

Energimarknadsinspektionens beslut av den 31 augusti 2022, ärende med diarienummer 2022–100137

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

Energimarknadsinspektionen föreskrifter och allmänna råd för utformning av nättariffer för ett effektivt utnyttjande av elnätet, EIFS 2022:1

Energimarknadsinspektionen föreskrifter och allmänna råd om skyldighet att rapportera uppgifter om utvecklingen av smarta elnät, EIFS 2022:5

Energimarknadsinspektionen, Ei utreder vilken roll villkorade avtal kan ha i energiomställningen. Hämtat 2022-11-10 från: <https://ei.se/om-oss/nyheter/2022/2022-08-22-ei-utreder-vilken-roll-villkorade-avtal-kan-ha-i-energiomstallningen>

Ei:s strategi för flexibilitet i elsystemet

Hämtat från:

<https://ei.se/download/18.6f9b6b2617714873b45f1634/1613487758406/Energimarknadsinspektionens-strategi-f%C3%B6r-flexibilitet-i-elsystemet.pdf>

Energimarknadsinspektionen (2020), Ren energi inom EU – ett genomförande av fem rättsakter, Ei R2020:02

Energimarknadsinspektionen (2020), Genomförandeplan med tidsplan för att förbättra elmarknadens funktion, Ei R2020:09

Energimarknadsinspektionen (2021), Oberoende aggregatorer: Förslag till nya regler för att genomföra elmarknadsdirektivet, Ei R2021:03

Energimarknadsinspektionen (2021), Ei:s förslag till tillförlitlighetsnorm för Sverige, Ei R2021:05

Energimarknadsinspektionen (2021), Utvärdering av kostnader och nyttor av smarta elnät, Ei R2021:06

Energimarknadsinspektionen (2021), Indikatorer för utvecklingen av smarta elnät, Ei R2021:07

Energimarknadsinspektionen (2021), Tjänster för efterfrågefleksibilitet, Ei R2021:13

Energimyndigheten, varje kilowattimme (kWh) räknas. Hämtat 2022-11-26 från:
<http://www.energimyndigheten.se/varje-kilowattimme-raknas/>

ENTSO-E, ERAA 2022. Hämtat 2022-11-03 från:
<https://www.entsoe.eu/outlooks/eraa/2022/>

ENTSOE-E, Early insights of Winter Outlook report 2022-2023. Hämtat 2022-11-05 från: <https://www.entsoe.eu/outlooks/seasonal/>

Europeiska unionens råd pressmeddelande 30 september 2022, "Rådet enas om krisåtgärder för att sänka energipriserna". Hämtat 2022-10-20 från:
<https://www.consilium.europa.eu/sv/press/press-releases/2022/09/30/council-agrees-on-emergency-measures-to-reduce-energy-prices/>

Regeringskansliet, mål för energipolitiken. Hämtat 2022-11-02 från:
<https://www.regeringen.se/regeringens-politik/energi/mal-och-visioner-for-energi/>

Regeringskansliet, regeringen beslutar om en tillförlitlighetsnorm för Sverige. Hämtat från: <https://www.regeringen.se/pressmeddelanden/2022/11/regeringen-beslutar-om-en-tillforlitlighetsnorm-for-sverige/>

Regeringskansliet, remiss av Energimarknadsinspektionens rapport Oberoende aggregatorer Förslag till nya regler för att genomföra elmarknadsdirektivet. Hämtat 2022-10-24 från:
<https://www.regeringen.se/remisser/2021/04/remiss-av-energimarknadsinspektionens-rapport-oberoende-aggregatorer-forslag-till-nya-regler-for-att-genomfora-elmarknadsdirektivet/>

Roadmap Nordic balancing model. Hämtat 2022-10-20 från:
<https://nordicbalancingmodel.net/roadmap-and-projects/>

Material från Svenska kraftnät, 2022-09-09

Material från Svenska kraftnät, 2022-10-13

Möte med Svenska kraftnät, 2022-09-23

Svenska kraftnät, ansökan om nödatgärd: reduktion av balansansvarsavgiften. Hämtat från: https://www.svk.se/siteassets/om-oss/vart-uppdrag/regeringsuppdrag/nodatgarder/nodatgard_reducering-av-balansansvarsavgiften24okt.pdf

Svenska kraftnät. Elförsörjningen och omvärldsläget. Hämtat 2022-11-24 från:
<https://www.svk.se/sakerhet-och-beredskap/elforsorjningen-och-omvarldslaget/>

Svenska kraftnät, Förlängd tidsfrist för förkvalificering för pilotstudie. Hämtat 2022-10-20 från: <https://www.svk.se/press-och-nyheter/nyheter/elmarknad-allmant/2022/forlangd-tidsfrist-for-forkvalificering-till-pilotstudie/>

Svenska kraftnät, Hushållen kapar elförbrukningen kraftigt i september. Hämtat 2022-10-27 från: <https://www.svk.se/press-och-nyheter/press/hushallen-kapar-elforbrukningen-kraftigt-i-september---3333082/>

Svenska kraftnät, Risken för bortkoppling av el i vinter har ökat. Hämtat 2022-10-20 från: <https://www.svk.se/press-och-nyheter/nyheter/allmannan-nyheter/2022/risken-for-bortkoppling-av-el-i-vinter-har-okat/>

Svenska kraftnät, 7,6 procent minskad elförbrukning i oktober. Hämtat 2022-11-16 från: <https://www.svk.se/press-och-nyheter/press/76-procent-minskad-elforbrukning-i-oktober---3334956/>

Svenska kraftnät (2019b), Systemutvecklingsplan 2022–2031

Svenska kraftnäts Kortsiktig marknadsanalys 2021, simulering och analys av kraftsystemet 2022–2026, <https://www.svk.se/siteassets/om-oss/rapporter/2022/kortsiktig-marknadsanalys-2021.pdf>

Svenska kraftnät (2022), Kraftbalansen på den svenska elmarknaden, rapport 2022

Sweco (2022), Kartläggning av lokala flexibilitetsmarknader

Vattenfall, Tiden för reparation av Ringhals 4 förlängs. Hämtat 2022-10-20 från: <https://group.vattenfall.com/se/nyheter-och-press/nyheter/2022/iden-for-reparation-av-ringhals-4-forlangs>

Bilaga 1 – Ei:s förslag till genomförandeplan 2020

Ei:s rekommendationer till åtgärder för genomförandeplanen sammanfattas i tabellen nedan. Rekommendationerna är indelade efter de kategorier som anges i artikel 20.3 i elmarknadsförordningen.

Identifierade problem- respektive förbättringsområden	Rekommenderade åtgärder	Syfte med åtgärden
Ren energipaketet genomfört i svensk lagstiftning	Ei:s förslag i rapporten Ren energi inom EU – ett genomförande av fem rättsakter 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 efterfrågeflexibilitet 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 efterfrågeflexibilitet ska undanröjas	Ei har i uppdrag av regeringen att främja efterfrågeflexibilitet. 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

Identifierade problem- respektive förbättringsområden	Rekommenderade åtgärder	Syfte med åtgärden
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 <i>pay as bid</i> bör ses över	Det bör utredas om tillämpningen av <i>pay as bid</i> 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

Identifierade problem- respektive förbättringsområden	Rekommenderade åtgärder	Syfte med åtgärden
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

