

Ei R2023:16

# Uppföljning av genomförandeplan med tidsplan för att förbättra elmarknadens funktion

2023 års rapportering

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, naturgas, fjärrvärme och fjärrkyla. 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 EU ska medlemsstater med konstaterade resurstillräcklighetsproblem utveckla och offentliggöra en genomförandeplan med åtgärder och tidsplan för att undanröja snedvridningar och marknadsmisslyckanden till följd av lagstiftning. I dagsläget finns det ingen godkänd nationell eller europeisk resurstillräcklighetsbedömning genomförd för Sverige enligt den europeiska metoden (ERAA-metoden). Ei föreslog i december 2020 en genomförandeplan som ett led i att förbättra elmarknadens funktion enligt reglerna i Europaparlamentets och Rådets förordning (EU) 2019/943 av den 5 juni 2019 om den inre marknaden för el (elmarknadsförordningen) artikel 20.3.

Genomförandeplanen har beslutats av regeringen och i juni 2022 fick Energimarknadsinspektionen (Ei) i uppdrag av regeringen att årsvis avrapportera om nio åtgärder i genomförandeplanen. Detta är den andra årsvisa avrapporteringen och enligt uppdraget ska Ei rapportera årsvis fram till och med 2025.

Europeiska kommissionen har i ett yttrande den 1 september 2023 kommenterat den svenska genomförandeplanen. Kommissionen uppmanar Sverige att ta hänsyn till deras synpunkter och se över genomförandeplanen.

I enlighet med regeringsuppdraget fokuserar Ei i denna rapport på att (1) följa upp de sju återstående av de nio åtgärder som inte var genomförda vid Ei:s uppföljning förra året, (2) analysera om nya hinder har uppstått genom att bedöma behovet av de åtgärder som listas i elmarknadsförordningens artikel 20.3 och (3) analysera de av regeringen i uppdraget utpekade områdena. Utöver ovanstående har Ei även valt att bemöta de synpunkter som lämnats av Europeiska kommissionen på den svenska genomförandeplanen.

Uppdraget redovisas för 2023 genom denna delrapport.

Ulrika Hesslow  
Generaldirektör

Jenny Nilsson  
Projektledare

# Innehåll

<b>Förord</b> .....	<b>3</b>
<b>Innehåll</b> .....	<b>4</b>
<b>Sammanfattning</b> .....	<b>6</b>
<b>1 Inledning</b> .....	<b>12</b>
1.1 Bakgrund och Ei:s uppdrag .....	12
1.2 Resurstillräcklighet .....	14
1.3 Lëshänvisningar .....	18
<b>2 Syfte, metod och avgränsningar</b> .....	<b>20</b>
2.1 Rapportens syfte.....	20
2.2 Metod.....	20
2.3 Avgränsningar.....	21
<b>3 Analys av behovet av de åtgärder som listas i artikel 20.3 elmarknadsförordningen</b> .....	<b>23</b>
3.1 Snedvridning till följd av lagstiftning .....	23
3.2 Det finns inga nationella regler om pristak i Sverige .....	25
3.3 Behovet av en mekanism för bristprissättning för balansenergi .....	27
3.4 Sammanlänkningskapacitet.....	29
3.5 Egenproduktion, energilagring och efterfrågefleksibilitet .....	38
3.6 Marknadsbaserad och kostnadseffektiv upphandling av balanserings- och stödtjänster.....	41
3.7 Det finns inga reglerade priser på den svenska slutkundsmarknaden ....	43
<b>4 Områden som är särskilt utpekade av regeringen</b> .....	<b>44</b>
4.1 Åtgärder för att förbättra likviditeten på den finansiella marknaden för långsiktiga prissäkringar .....	44
4.2 Behovet av incitament för att säkerställa att upphandlad balanskapacitet tillhandahålls .....	47
4.3 Arbitragemöjligheter .....	48
4.4 Svenska kraftnäts åtgärder i rapporten Stödtjänster och avhjälpande åtgärder i ett energisystem under förändring.....	53
<b>5 Uppföljning av åtgärderna i genomförandeplanen</b> .....	<b>57</b>
5.1 Ei:s arbete med efterfrågefleksibilitet.....	57
5.2 Aktivering av balansenergi som genomförs av andra skäl än balansering .....	61
5.3 Avgifter för balansansvariga .....	65
5.4 Ändamålsenlig prissättning av frekvenshållningsreserver (FCR-N och FCR-D).....	67
5.5 Förkvalificeringsprocessen .....	68
5.6 Minsta budstorlek för manuella frekvensåterställningsreserver (mFRR)	71
5.7 Publicering av information från balansmarknaden .....	73
<b>6 Förslag till genomförandeplan</b> .....	<b>75</b>

<b>7</b>	<b>Referenser.....</b>	<b>78</b>
	<b>Bilaga 1 Ei:s förslag till genomförandeplan från 2020.....</b>	<b>88</b>
	<b>Bilaga 2 Ökning av utbudet av förkvalificerade volymer för stödtjänster i MW .....</b>	<b>91</b>

# Sammanfattning

## Energimarknadsinspektionens uppdrag

I juni 2022 gav regeringen Energimarknadsinspektionen (Ei) i uppdrag att årsvis, till och med 2025, avrapportera om nio åtgärder som Ei under 2020 föreslog i rapporten *Genomförandeplan med tidsplan för att förbättra elmarknadens funktion*, Ei R2020:09.

Denna rapport är den andra avrapporteringen. I denna rapport följer Ei upp de sju åtgärderna som vid förra årets uppföljning inte var genomförda. 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. Genom att bedöma behovet av de åtgärder som listas i elmarknadsförordningens artikel 20.3 analyseras också om nya hinder har uppstått. Ei har också valt att analysera de förslag i remissvaren till Ei:s rapport *Genomförandeplan med tidsplan för att förbättra elmarknadens funktion*, Ei R2020:09 som regeringen i uppdragsbeskrivningen till Ei pekat ut kan vara av intresse för Ei att analysera vidare. I rapporten bemöter Ei även Europeiska kommissionens yttrande som offentliggjorde i september 2023.

Ei har i genomförandet av uppdraget haft dialog med Affärsverket svenska kraftnät (Svenska kraftnät) och aktörer har haft möjlighet att lämna in synpunkter till Ei via en enkät som publicerats på Ei:s webbplats.

## Status för de sju åtgärder som följs upp i rapporten

I tabell 1 sammanfattas status för de sju åtgärder som följs upp i rapporten.

Tabell 1 Problem- och förbättringsområden, åtgärder och status för de sju åtgärder som följs upp i rapporten.

Identifierade problem- och förbättringsområden	Återstående åtgärder i enlighet med uppdrag	Status
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 är genomförd för 2023. Ei föreslår att en ny åtgärd ersätter och ytterligare åtgärder kopplat till efterfrågeflexibilitet konkretiseras. Se tabell 2, åtgärd 4.

Identifierade problem- och förbättringsområden	Återstående åtgärder i enlighet med uppdrag	Status
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 delvis genomförd. Analysen av rimligheten i prissättningen är genomförd. Svenska kraftnät har uppgett att de inte har data för hela Norden. Eventuell påverkan på balansenergi- och obalanspriset har därför inte redovisats. Ei föreslår att ny åtgärd kompletteras. Se tabell 2, åtgärd 5.
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. För att åtgärden ska kunna genomföras anser Ei att Svenska kraftnät, med beaktande av de regler som anges i balansförordningen, bör ges i uppdrag att analysera förhållandet mellan grundavgiften och obalansavgiften samt de kostnader dessa avgifter ska täcka.
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 1 februari 2024 då prissättningen för FCR ska ändras till marginalprissättning.
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 för 2023 men Ei rekommenderar fortsatt uppföljning för att underlätta och möjliggöra att samtliga teknikslag kan delta på marknaden.
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 frekvensåterställningsreserver (mFRR) sänks till 1 MW för att minska inträdesbarriärer.	Åtgärden är inte genomförd, Svenska kraftnät är försenade och åtgärden förväntas genomföras under första kvartalet 2025.
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 är försenade. Enligt Svenska kraftnät är det inte möjligt att följa förra årets målsättning att inom 1–2 år möjliggöra publicering.

Ei bedömer fortsatt att samtliga åtgärder bör vara möjliga att genomföra senast innan utgången av 2025. I kommande rapporteringar kommer Ei att fortsätta följa upp att de åtgärder som ännu inte är genomförda genomförs.

## Förslag till ytterligare åtgärder i genomförandeplanen

I Ei:s uppdrag ingår att vid behov föreslå nya åtgärder till genomförandeplanen. Dessutom har Europeiska kommissionen uppmanat Sverige att ta hänsyn till kommissionens synpunkter och se över genomförandeplanen. Ei har kommit fram till att det finns behov av att rekommendera ytterligare åtgärder till genomförandeplanen.

I tabell 2 sammanfattas de förslag på nya åtgärder som Ei rekommenderar ska ingå i genomförandeplanen. Rekommendationerna är indelade efter vilka åtgärds-kategorier i artikel 20.3 elmarknadsförordningen som de olika rekommendationerna berör.

Tabell 2 Förslag på nya åtgärder till genomförandeplanen.

Identifierade problem respektive förbättringsområden	Rekommenderade åtgärder	Syfte med åtgärden
Behovet av en mekanism för bristprissättning för balansenergi	(1) Svenska kraftnät bör få i uppdrag att analysera om en mekanism för bristprissättning ska införas i Sverige. Om analysen visar att en mekanism för bristprissättning bör införas ska Svenska kraftnät ta fram ett förslag till design av mekanismen.	c) Införa en mekanism för bristprissättning för balansenergi såsom avses i artikel 44.3 i förordning (EU) 2017/2195
Öka tillgänglig överföringskapacitet	(2) Svenska kraftnät bör minst en gång per år offentliggöra information om samtliga åtgärder de vidtar och planerar för att öka handelskapaciteten mellan elområden i Sverige och på sammanlänkningarna.	d) öka sammanlänkningskapaciteten och den interna nätkapaciteten i syfte att nå åtminstone sina sammanlänkningsmål såsom avses i artikel 4.1 d i förordning (EU) 2018/1999
Öka tillgänglig överföringskapacitet och säkerställa att balansresurser som inte upphandlats aktiveras i första hand	(3) För att säkerställa att Svenska kraftnät har tillgång till resurser som är lämpligt belägna för omdirigering och mothandel bör Svenska kraftnät fortsätta och eventuellt öka upphandlingen av kapacitet som annars inte antas bli tillgänglig. Svenska kraftnät ska därefter vid aktivering av upphandlad kapacitet rapportera till Ei vilka andra resurser som fanns tillgängliga vid tidpunkten för aktivering, vilken fysisk avlastningsförmåga som Svenska kraftnät bedömde att resurserna hade vid tidpunkten, och hur de tillgängliga resurserna nyttjades när den upphandlade kapaciteten aktiverats.	f) säkerställa kostnadseffektiv och marknadsbaserad upphandling av balanserings- och stödtjänster



Identifierade problem respektive förbättringsområden	Rekommenderade åtgärder	Syfte med åtgärden
Hinder för efterfrågeflexibilitet ska undanröjas	(4) Att Ei:s utredning av hur aktuella och historiska elpriser lättillgängligt ska tillhandahållas konsumenterna ska ingå i genomförandeplanen.	e) Möjliggöra egenproduktion, energilagring, åtgärder på efterfrågesidan och energieffektivitet genom att anta åtgärder för att undanröja snedvridningar till följd av lagstiftning
Specialregleringar som snedvrider prissignalen i balansmarknaden ska undvikas.	(5) Svenska kraftnät ska redogöra för hur de säkerställer att bud på balansenergi som används för omdirigering inte fastställer priset på balansenergi. Om Svenska kraftnät inte kan visa att regeln redan efterlevs ska Svenska kraftnät föreslå en ändrad hantering som säkerställer efterlevnaden av gällande regler.	f) säkerställa kostnadseffektiv och marknadsbaserad upphandling av balanserings- och stödtjänster

Ei anser att flera av de föreslagna åtgärderna bör vara möjliga att genomföra inom ett år, även om det i nuläget inte går att ange en specifik tidsplan för genomförandet av alla åtgärder. Ei anser dock att samtliga åtgärder bör vara möjliga att genomföra senast innan utgången av 2027.

## Områden som är särskilt utpekade av regeringen

Ei har även analyserat nedanstående områden, som är särskilt utpekade av regeringen, utifrån om det funnits behov av att rekommendera ytterligare åtgärder till genomförandeplanen. Ei:s analys visar att det inte finns behov av att rekommendera några ytterligare åtgärder till genomförandeplanen med anledning av dessa områden.

- Behovet av incitament för att säkerställa att upphandlad balanskapacitet tillhandhålls.
- Åtgärder för att förbättra likviditeten på den finansiella marknaden för långsiktiga prissäkringar.
- Arbitragemöjligheter.
- Svenska kraftnäts åtgärder i rapporten *Stödtjänster och avhjälpande åtgärder i ett energisystem under förändring*.

## Ei:s synpunkter och ställningstagande till kommissionens yttrande

Europeiska kommissionens yttrande över den svenska genomförandeplanen offentliggjordes i september 2023. I enlighet med artikel 20.5 i

elmarknadsförordningen uppmanar kommissionen Sverige att ta hänsyn till kommissionens synpunkter. Ei bemöter i denna rapport kommissionens synpunkter och i den mån Ei anser att genomförandeplanen bör ändras redovisar Ei detta.

Tabell 3 Sammanfattning av Europeiska kommissionens yttrande och Ei:s bemötande av respektive synpunkt.

Europeiska kommissionens yttrande	Ei:s synpunkter
"Kommissionen uppmanar Sverige att fortsätta se till att utformningen av Sveriges kapacitetsmekanism uppfyller kraven i elförordningen och om nödvändigt anpassa mekanismen, i enlighet med artikel 22.5 i elförordningen. Kommissionen uppmanar Sverige att anpassa sin strategiska reserv till kraven i artikel 22.2 i elförordningen."	Ei har inte identifierat något behov av förändring i dagsläget för att uppfylla kraven och bedömer att Europeiska kommissionens uppmaning redan efterlevs i Sverige. Ska Sverige ha en strategisk reserv efter att nuvarande avtal löper ut behöver nationell lagstiftning anpassas.
"Under de avräkningsperioder för obalanser då resurser i den strategiska reserven dirigeras, ska obalanser på marknaden avräknas till minst värdet av förlorad last eller till ett värde som är högre än den tekniska prisgräns på intradagsmarknaden som avses i artikel 10.1, beroende på vad som är högre."	Ei har inte identifierat något behov av förändring för att uppfylla kravet.
"För att förbättra marknadsintegreringen och ta itu med dessa problem uppmanar kommissionen de svenska myndigheterna att säkerställa att den systemansvariga för överföringssystemet fortsätter att bedriva ett nära samarbete med angränsande systemansvariga för överföringssystem när det gäller mildrande åtgärder på kort sikt och andra marknadsåtgärder och tekniska åtgärder, såsom ökad upphandling av omdirigeringskapacitet, införande av summaallokering i marknadskopplingen och pilotprojekt för dynamisk rankning av ledningar." "Eftersom problemen skiljer sig åt vid de olika svenska gränserna uppmanar kommissionen Sverige att utarbeta en plan med marknadsåtgärder och tekniska åtgärder för att ta itu med behovet av gränsöverskridande begränsningar av den kapacitet som är tillgänglig för handel."	Ei rekommenderar upphandling av kapacitet för omdirigering som även följs av krav på rapportering för att säkerställa att resurser som inte upphandlas separat riskerar att trängas undan. Se tabell 2, åtgärd 3. Vidare rekommenderar Ei att Svenska kraftnät minst en gång per år bör offentliggöra information om samtliga åtgärder de vidtar för att öka handelskapaciteten mellan elområden i Sverige och på sammanlänkningarna. Se tabell 2, åtgärd 2.
"På kort till medellång sikt uppmanar kommissionen också de svenska myndigheterna att överväga hur den pågående översynen av elområden skulle kunna minska en del av trycket på det svenska kraftsystemet."	Ei betonar att strukturella överbelastningar ska hanteras med en elområdesgräns. I det fall strukturella överbelastningar kvarstår ska dessa hanteras med omdirigering så att kapaciteten på elområdesgräns inte påverkas. Ei anser att detta redan följer av elmarknadsförordningen och omhändertas inom ramen för pågående översyn av elområdesgränser varför Ei inte rekommenderar en separat åtgärd till genomförandeplanen.
"Inga uppgifter om införandet av smarta mätare har tillhandahållits. Kommissionen konstaterar tidsfristen den 1 januari 2025 då alla kunder kommer att ha en ny smart mätare. Kommissionen uppmanar Sverige att fortsätta införandet av smarta mätare."	Ei tillhandahåller i denna rapport tillgängliga uppgifter.

Europelska kommissionens yttrande	Ei:s synpunkter
<p>"För att ytterligare förbättra marknadens funktionssätt och uppfyllandet av Sveriges mål uppmanar kommissionen Sverige att vidta åtgärder för att undanröja hindren för utveckling av uttrycklig efterfrågefleksibilitet."</p>	<p>Ei vill förtydliga att det i genomförandeplanen finns flera åtgärder kopplade till punkten e) i elmarknadsförordningens artikel 20.3. Till detta föreslår Ei även att Ei:s utredning av hur aktuella och historiska elpriser lättillgängligt ska tillhandahållas konsumenterna ska ingå i genomförandeplanen. Se tabell 2, åtgärd 4.</p>
<p>"Kommissionen uppmanar Sverige att tillhandahålla de relevanta uppgifterna enligt detta avsnitt [avseende efterfrågefleksibilitet, lagring och egenförbrukning] eller, om de saknas, att förbättra den kvantitativa övervakningen och fastställandet av mål, för att möjliggöra en korrekt bedömning enligt de rapporteringskrav som fastställs i artikel 20.3 i förordning (EU) 2019/943."</p>	<p>Ei tillhandahåller i denna rapport tillgängliga uppgifter enligt Europeiska kommissionens uppmaning.</p>
<p>"Mot bakgrund av att Sverige kommer att delta MARI- och PICASSO-plattformarna senast från mitten av 2024 anser kommissionen att Sverige bör anpassa det maximala clearingspriset på balansenergi så snart som möjligt, i enlighet med den prisnivå som Acer fastställt i prissättningsmetoden."</p>	<p>Ei anser inte att det är nödvändigt att i förtid justera prisgränsen i enlighet med den europeiska prissättningsmetoden eftersom den nuvarande prisgränsen är över det högsta maximala priset som tillämpas på dagen före- respektive intradagsmarknaden, samt högre än värdet av förlorad last (VoLL).</p>

# 1 Inledning

I detta kapitel presenteras Ei:s uppdrag, följt av en bakgrund och ett avsnitt om resurstillräcklighet. Till sist presenteras en läshänvisning till resten av rapporten.

## 1.1 Bakgrund och Ei:s uppdrag

Regeringen har beslutat om en genomförandeplan för Sverige. Planen består av de nio nedanstående åtgärderna som Ei föreslog i rapporten *Genomförandeplan med tidsplan för att förbättra elmarknadens funktion*<sup>1</sup>:

- Reglerkraftmarknadens maximala pris ska vara åtminstone lika högt som det högsta maximala pris som tillämpas på dagen före- 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.
- Svenska kraftnät ska säkerställa att de har förutsättningar att publicera information från balansmarknaden så nära realtid som möjligt.
- 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.
- 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.
- Prissättningen av frekvenshållningsreserver (FCR-N och FCR-D) ska vara ändamålsenlig.
- Svenska kraftnät ska löpande se över förkvalificeringsprocessen och utvärdera de kravspecifikationer som är knutna till leverans av respektive stödtjänst.
- 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.
- Uppföljning av vad 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.

---

<sup>1</sup> Energimarknadsinspektionen, *Genomförandeplan med tidsplan för att förbättra elmarknadens funktion*, Ei R2020:09.

Ei fick 2022 i uppdrag<sup>2</sup> av regeringen att senast den 1 december varje år från och med 2022 till och med 2025 rapportera om genomförandet av de nio åtgärderna i genomförandeplanen till Regeringskansliet.

### **Yttrande från Europeiska kommissionen**

Sveriges genomförandeplan lämnades till Europeiska kommissionen för yttrande i februari 2023 och den baserades på Ei:s rapport *Uppföljning av genomförandeplan med tidsplan för att förbättra elmarknadens funktion*<sup>3</sup>. Kommissionen uppgift är att ta ställning till om åtgärderna i genomförandeplanen är tillräckliga.<sup>4</sup> Om kommissionen anser att åtgärderna i genomförandeplanen bör ändras får kommissionen i ett yttrande uppmana medlemsstaten att ändra sin genomförandeplan.

Europeiska kommissionens yttrande<sup>5</sup> över den svenska genomförandeplanen offentliggjordes i september 2023. I enlighet med artikel 20.5 i elmarknadsförordningen uppmanar kommissionen Sverige att ta hänsyn till kommissionens synpunkter och i viss mån ändra genomförandeplanen. Ei bemöter i denna rapport kommissionens synpunkter och i den mån Ei anser att genomförandeplanen bör ändras redovisar Ei detta.

### **Sju åtgärder följs upp i årets rapport**

Förra årets uppföljning finns i rapporten *Uppföljning av genomförandeplan med tidsplan för att förbättra elmarknadens funktion*<sup>6</sup>. I rapporten konstaterade Ei att reglerkraftmarknadens maximala pris var åtminstone lika högt som det högsta maximala pris som tillämpas på dagen före- och intradagsmarknaden och att kostnadsbaserade bud för avseende FCR-N och FCR-D inte längre tillämpas. Ei konstaterade också att de övriga åtgärderna skulle följas upp i nästkommande rapport, antingen för att de inte var helt genomförda eller för att Ei såg ett behov av att fortsatt följa upp dem. I årets rapportering följer Ei upp de återstående sju åtgärderna och redovisar om de har genomförts och i så fall när, eller i annat fall hur arbetet med genomförandet fortskrider samt eventuella hinder för genomförandet.

---

<sup>2</sup> Uppdraget i sin helhet finns beskrivet i rapporten, *Uppföljning av genomförandeplan med tidsplan för att förbättra elmarknadens funktion*, Ei R2022:09 samt i uppdragsbeskrivningen till Ei se, Regeringskansliet "Uppdrag att årsvis avrapportera om genomförandeplan".

<sup>3</sup> Energimarknadsinspektionen, *Uppföljning av genomförandeplan med tidsplan för att förbättra elmarknadens funktion*, Ei R2022:09.

<sup>4</sup> Se artikel 20 i elmarknadsförordningen.

<sup>5</sup> Europeiska kommissionen, "Kommissionens yttrande av den 1 september 2023 i enlighet med artikel 20.5 i förordning (EG) 2019/943 om Sveriges genomförandeplan".

<sup>6</sup> Energimarknadsinspektionen, *Uppföljning av genomförandeplan med tidsplan för att förbättra elmarknadens funktion*, Ei R2022:09.

## **Ei ska analysera om nya hinder har uppstått**

I uppdraget till Ei framgår också att Ei ska analysera om det uppstått nya hinder eller om det finns risker för marknadsmisslyckanden och i så fall föreslå ytterligare åtgärder som bör ingå i genomförandeplanen, vilket Ei gör i denna rapport.

Vidare föreslog regeringen i uppdragsbeskrivningen till Ei att följande förslag som lämnades i remissvaren på Ei:s rapport *Genomförandeplan för att förbättra elmarknadens funktion* kan vara av intresse för Ei att analysera i samband med den årliga uppföljningen:

- Införandet av en mekanism för bristprissättning.
- En så kallad straffavgift för upphandlad kapacitet vid utebliven leverans.
- Översyn av vilka, om några, krav i förkvalificeringsprocessen som kan uppfyllas utan att investering i nödvändig teknik görs i förväg.
- Förslag till åtgärder för att förbättra likviditeten på den finansiella marknaden för långsiktiga prissäkringar.
- Ökad övervakning för att motverka arbitrageproblem.
- Utredning av ersättning för rotationsenergi och de åtgärder som nämns i Svenska kraftnäts rapport *Stödtjänster och avhjälpande åtgärder i ett energisystem under förändring* (Svk 2020/4162).

I denna delrapport återkommer därför Ei till dessa förslag.

## **1.2 Resurstillräcklighet**

Medlemsstater med konstaterade resurstillräcklighetsproblem ska enligt elmarknadsförordningen utveckla och offentliggöra en genomförandeplan med åtgärder och tidsplan för att undanröja snedvridningar och marknadsmisslyckanden till följd av lagstiftning.

### **Det finns ingen godkänd resurstillräcklighetsbedömning för Sverige**

Varje medlemsstats resurstillräcklighet ska utvärderas enligt en specifik gemensam europeisk metod i enlighet med artikel 23 i elmarknadsförordningen, den så kallade ERAA-metoden (*European Resource Adequacy Assessment*). Metoden är beslutad av byrån för samarbete mellan EU:s tillsynsmyndigheter inom energiområdet (ACER). 2022 var den andra gången samarbetsorganisationen för europeiska systemansvariga företag för el (ENTSO-E) utförde en europeisk resurstillräcklighetsbedömning. Men varken denna eller den första bedömningen

har blivit godkända av ACER.<sup>7</sup> I dagsläget finns det därför ingen av ACER godkänd europeisk resurstillräcklighetsbedömning eller nationell resurstillräcklighetsbedömning för Sverige enligt ERAA-metoden.<sup>8</sup>

ACER konstaterade att ENTSO-E:s resurstillräcklighetsbedömning 2022 hade förbättrats i jämförelse med föregående år, men det bedömdes fortfarande finnas brister i analysen. Till exempel avseende hanteringen av överföringskapaciteten mellan elområden, hanteringen av mål för minskning av växthusgasutsläpp och lönsamhetsbedömningarna (*economic viability assessment*). Den sistnämnda punkten gällande lönsamhetsbedömningarna leder enligt ACER till en överskattning av resurstillräcklighetsriskerna. Detta innebär i sin tur en risk för att politiska beslut om kapacitetsmekanismer fattas på felaktiga grunder.

Även om det saknas en godkänd resurstillräcklighetsbedömning enligt den metod som beslutats av ACER utvärderar Svenska kraftnät kraftbalansen, bland annat i den årliga rapporten *Kortsiktig marknadsanalys 2022, analys av kraftsystemet 2023–2027* (KMA 2022). KMA 2022 liknar en nationell resurstillräcklighetsbedömning enligt elmarknadsförordningen men följer inte alla krav då den inte är framtagen enligt ERAA-metoden.<sup>9</sup>

Vidare har ACER på förslag från ENTSO-E beslutat om ytterligare metoder som ska komplettera ERAA-metoden. Dessa metoder anger bland annat hur en nationell tillförlitlighetsnorm ska beräknas. Tillförlitlighetsnormen är det mått som beskriver hur många timmar per år det är samhällsekonomiskt motiverat att landets produktion och möjlig import inte tillgodoser hela den förväntade efterfrågan på el. Regeringen har i november 2022 beslutat<sup>10</sup> om en tillförlitlighetsnorm på en timme per år baserat på Ei:s förslag i rapporten *Ei:s förslag till tillförlitlighetsnorm för Sverige*<sup>11</sup>. Det innebär att Sverige är det land som har lägst tillförlitlighetsnorm i Europa.<sup>12</sup> Regeringen har dessutom gett Ei i uppdrag att beräkna tillförlitlighetsnormen och från och med den 1 januari 2024 årligen, vid behov, lämna förslag på en ny. Ei kommer att redovisa detta uppdrag första gången senast den 1 januari 2024.<sup>13</sup>

---

<sup>7</sup> ACER decision 02/2022 on the European Resource Adequacy assessment for 2021 och ACER decision 04/2023 on the European Resource Adequacy assessment for 2022.

<sup>8</sup> När resurstillräcklighetsbedömningen godkänns av ACER kommer Ei inom ramen för detta uppdrag att följa upp den och vid behov lämna förslag på en uppdaterad genomförandeplan.

<sup>9</sup> Exempelvis finns vissa skillnader i indata och metodik för att beräkna *loss of load expectation* (LOLE).

<sup>10</sup> Regeringskansliet, "Regeringen beslutar om en tillförlitlighetsnorm för Sverige".

<sup>11</sup> Energimarknadsinspektionen, *Ei:s förslag till tillförlitlighetsnorm för Sverige*, Ei R2021:05.

<sup>12</sup> ACER, *Security of EU electricity supply*, 2023.

<sup>13</sup> Energimarknadsinspektionen, "Nytt regeringsuppdrag: Årlig beräkning av tillförlitlighetsnormen för Sverige".

## Osäkert om nuvarande tillförlitlighetsnorm kommer nås i framtiden

När det gäller resurstillräckligheten i Sverige så uppger Svenska kraftnät att resurstillräcklighetsproblemen ökar de kommande åren. Resultatet från Svenska kraftnäts analyser i KMA 2022 som gäller för perioden 2023–2027 visar att LOLE (*Loss Of Load Expectation*, det vill säga antalet timmar med förväntad effektbrist<sup>14</sup>) är lägre eller lika med den beslutade tillförlitlighetsnormen på 1 timme per år fram till 2027, men är högre än 1 timme år 2027. Vidare visar den europeiska resurstillräcklighetsbedömningen ERAA 2022 att LOLE är högre än Sveriges tillförlitlighetsnorm år 2025 och 2027. Värdet på LOLE skiljer sig åt mellan de två analyserna. Även om siffrorna skiljer sig åt indikerar båda rapporterna att vi inte når den nuvarande tillförlitlighetsnormen i framtiden. Det betyder att om inte marknaden utvecklas så att resurstillräcklighetsproblem kan undvikas, kan det motivera att Sverige överväger införande av andra åtgärder, exempelvis en kapacitetsmekanism. Men som nämnts ovan är ERAA 2022 inte godkänd av ACER, och KMA 2022 följer inte heller alla kraven enligt elmarknadsförordningen. För att säkerställa att Sverige har de legala förutsättningarna att införa en kapacitetsmekanism om resurstillräckligheten bedöms vara sämre än den beslutade tillförlitlighetsnormen är det viktigt att Sverige ser till att komplettera de befintliga resurstillräcklighetsanalyserna. Svenska kraftnät har nu fått i uppdrag att genomföra en bedömning av resurstillräckligheten i möjligaste mån i enlighet med ERAA-metoden. Detta uppdrag ska redovisas senast den 16 februari 2024.<sup>15</sup>

## Ei har avstyrkt Svenska kraftnäts förslag till marknadsomfattande kapacitetsmekanism

I december 2022 fick Svenska kraftnät i uppdrag av regeringen att föreslå en utformning av kapacitetsmekanismer med förutsättning att ersätta effektreserven och säkerställa resurstillräcklighet efter den 16 mars 2025 i enlighet med den beslutade tillförlitlighetsnormen för Sverige. Uppdraget är en del i ett större uppdrag att förstärka försörjningstryggheten i energisektorn<sup>16</sup> och redovisades den 31 mars 2023 i rapporten *Framtidens kapacitetsmekanism för att säkerställa resurstillräcklighet på elmarknaden*<sup>17</sup>. Svenska kraftnäts bedömning i rapporten är att det fortsatt behövs en kapacitetsmekanism efter 2025, baserat på analyserna i ERAA 2022 och KMA 2022. För att nå tillförlitlighetsnormen föreslår Svenska kraftnät en strategisk reserv (i likhet med nuvarande effektreserv) som en övergångslösning efter 2025 och en mer marknadsomfattande kapacitetsmekanism på sikt.

---

<sup>14</sup> Det vill säga att man tömt ut alla tillgängliga resurser och att förbrukningsfrånkoppling måste tillämpas.

<sup>15</sup> Regeringskansliet, "Uppdrag att genomföra en bedömning av resurstillräckligheten för svensk elförsörjning".

<sup>16</sup> Regeringskansliet, "Uppdrag att stärka försörjningstryggheten i energisektorn".

<sup>17</sup> Svenska kraftnät, *Framtidens kapacitetsmekanism för att säkerställa resurstillräcklighet på elmarknaden*, 2023.



Medlemsstater som överväger att införa kapacitetsmekanismer ska först utreda resurstillräckligheten i enlighet med de regler som följer av elmarknadsförordningen och hur eventuella brister i resurstillräckligheten ska åtgärdas. Resurstillräcklighet ska i första hand uppnås genom väl fungerande marknader.

Ei lämnade den 1 september 2023 in ett remissvar på Svenska kraftnäts rapport där Ei avstyrker förslaget på en marknadsomfattande kapacitetsmekanism utifrån det underlag som presenteras i rapporten.<sup>18</sup> Förslaget saknar konsekvensanalys och med tanke på den betydande förändring som förslaget innebär är det inte möjligt för Ei att ta ställning till förslaget innan vidare utredningar görs. Dessutom följer KMA 2022 inte ERAA-metoden och utgör därför inte ett tillräckligt underlag för att bedöma behovet av en kapacitetsmekanism. Ei ser dessutom att en risk skulle kunna vara att en marknadsomfattande kapacitetsmekanism kan få en negativ påverkan på flexibilitetsresursers deltagande på marknaden. Därför ser Ei i första hand att andra alternativ bör utredas, som en strategisk reserv.

### **Obalanspriset ska sättas till det högsta maximala priset på reglerkraftsmarknaden när effektreserven aktiveras**

Enligt den nuvarande svenska lagen om effektreserv (2003:436) ska Svenska kraftnät ansvara för att det finns en effektreserv. Lagen gäller fram till den 15 mars 2025. Nuvarande avtal om effektreserven tecknades hösten 2019 och gäller fram till och med 15 mars 2025.<sup>19</sup> Europeiska kommissionen har i sitt yttrande<sup>20</sup> avseende genomförandeplanen uppmanat Sverige att se till att utformningen av Sveriges kapacitetsmekanism, effektreserven, uppfyller kraven i elmarknadsförordningen och om nödvändigt anpassa utformningen av effektreserven i enlighet med artikel 22.2 och 22.5 i elmarknadsförordningen. En eventuell ny upphandling av en strategisk reserv såsom effektreserven behöver anpassas till reglerna i elmarknadsförordningen. Ei har i rapporten *Ren energi inom EU – ett genomförande av fem rättsakter*<sup>21</sup> föreslagit ändringar i den nationella lagstiftningen avseende effektreserven för att uppfylla kraven i elmarknadsförordningen. Svenska kraftnät har därefter dessutom föreslagit justeringar i den nationella lagstiftningen exempelvis avseende kraven på prioritet för förbrukningsminskning och viss sort av produktion.<sup>22</sup>

Kommissionen anser vidare att det bör säkerställas att de resurser som upphandlas till effektreserven inte får delta på marknaden, samt att obalanspriset ska avräknas

---

<sup>18</sup> Energimarknadsinspektionens beslut av den 29 augusti 2023, ärendenummer 2023–103096.

<sup>19</sup> Svenska kraftnät, "Effektreserv" och Svenska kraftnät, *Utvidgning av effektreserven*, 2023.

<sup>20</sup> Europeiska kommissionen, "Kommissionens yttrande av den 1 september 2023 i enlighet med artikel 20.5 i förordning (EG) 2019/943 om Sveriges genomförandeplan".

<sup>21</sup> Energimarknadsinspektionen, *Ren energi inom EU – ett genomförande av fem rättsakter*, Ei R2020:02.

<sup>22</sup> Svenska kraftnät, "Svenska kraftnät föreslår justering av förordningen för effektreserven" och Svenska kraftnät, *Utvidgning av effektreserven*, 2023.

till minst värdet av förlorad last (VoLL) eller till ett värde som är högre än den tekniska prisgränsen på intradagsmarknaden (beroende vad som är högst) vid de avräkningsperioder då effektreserven aktiveras. I förordningen (2016:423) om effektreserv framgår det att den volym som upphandlas till effektreserven ska finnas tillgänglig för det ändamålet, vilket innebär att de inte får erhålla ersättning från grossistmarknaderna för el, det vill säga i enlighet med elmarknadsförordningen. Obalanspriset ska sättas till det högsta maximala priset på reglerkraftsmarknaden när effektreserven aktiveras i enlighet med Ei:s beslut om villkor för leverantörer av balanstjänster och balansansvariga parter.<sup>23</sup> Ei anser därför att det inte finns anledning att ändra genomförandeplanen till följd av kommissionens uppmaningar.

### **Europeiska kommissionen föreslår ändringar i dagens elmarknadsdesign**

Den 14 mars 2023 presenterade Europeiska kommissionen förslag<sup>24</sup> på ändringar i regelverken som styr nuvarande elmarknadsdesign. Förslagen avsåg ett stort antal ändringar i REMIT-förordningen<sup>25</sup>, elmarknadsförordningen och elmarknadsdirektivet. Det kan antas att revideringen av de tre regelverken kommer att ha inverkan på utformningen av elmarknaden. För närvarande kan Ei bara konstatera att beroende på hur förhandlingarna går under hösten 2023 och hur regelverken i slutändan ändras kan det finnas fler aspekter som påverkar marknadens förutsättningar att främja resurstillräckligheten samt åtgärder för att komma till rätta med eventuella framtida resurstillräcklighetsproblem.

## **1.3 Lëshänvisningar**

I kapitel 2 presenteras rapportens syfte, metod och avgränsningar. Detta följs i kapitel 3 av en analys av behovet av de åtgärder som listas i elmarknadsförordningens artikel 20.3. I kapitel 4 analyseras de flesta områden som regeringen i uppdragsbeskrivningen till Ei särskilt pekat ut som intressanta för Ei att analysera vidare. De sju åtgärder som ännu inte var genomförda när Ei presenterade rapporten för 2022 följs upp i kapitel 5. I kapitel 3, 4 och 5 tar Ei dessutom ställning till om det finns ett behov av att rekommendera ytterligare åtgärder till genomförandeplanen. I kapitel 6 presenteras en sammanställning av de åtgärder som ingår i genomförandeplanen tillsammans med Ei:s förslag till ytterligare åtgärder till genomförandeplanen.

---

<sup>23</sup> Energimarknadsinspektionens beslut av den 17 maj 2023, ärendenummer 2018–100280.

<sup>24</sup> Europeiska kommissionen, "Commission proposes reform of the EU electricity market design to boost renewables, better protect consumers and enhance industrial competitiveness".

<sup>25</sup> Europaparlamentets och rådets förordning (EU) nr 1227/2011 av den 25 oktober 2011 om integritet och öppenhet på grossistmarknaderna för energi.

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

I bilaga 2 finns en tabell som visar ökningen av utbudet av förkvalificerade volymer för stödtjänster i MW, vilken är hänförlig till uppföljning av förkvalificeringsprocessen i kapitel 5.5.

## 2 Syfte, metod och avgränsningar

I detta kapitel presenteras rapportens syfte, den metod som vi använt vid framtagandet av rapporten och vilka avgränsningar som har gjorts.

### 2.1 Rapportens syfte

Syftet med rapporten är att följa upp de sju återstående åtgärderna i genomförandeplanen som inte var genomförda vid Ei:s uppföljning förra året. Dessutom är syftet att analysera om det uppstått nya hinder eller om det finns risker för marknadsmisslyckanden och vid behov lämna förslag på ytterligare åtgärder som bör ingå i genomförandeplanen. Ei har också särskilt valt att analysera de områden i remissvaren till Ei:s rapport *Genomförandeplan med tidsplan för att förbättra elmarknadens funktion*<sup>26</sup> som regeringen i uppdragsbeskrivningen till Ei särskilt pekat ut kan vara av intresse för Ei att analysera vidare. Slutligen har Ei också valt att granska och lämna förslag till eventuella åtgärder med anledning av kommissionens yttrande över den svenska genomförandeplanen.

### 2.2 Metod

Vid genomförandet av uppdraget har utgångspunkten varit tidigare arbete och rapporter på Ei samt andra studier. Ei har vid genomförandet av uppdraget haft dialog med Svenska kraftnät och bett Svenska kraftnät om material som varit nödvändigt för utförandet av uppdraget. För att analysera om nya hinder har uppstått eller om det finns risker för marknadsmisslyckanden och för att i så fall identifiera åtgärder som bör ingå i en svensk genomförandeplan har Ei studerat den åtgärdslista som anges i elmarknadsförordningen artikel 20.3 och de av regeringen utpekade områdena.

För att samla in synpunkter från marknadsaktörerna har Ei på myndighetens webbplats publicerat en enkät med frågor till marknadsaktörerna.<sup>27</sup> Inga synpunkter har kommit in, men Ei har beaktat de synpunkter som regeringen mottog i samband med remitteringen av Ei:s rapport *Genomförandeplan för att förbättra elmarknadens funktion* och särskilt de av regeringen utpekade områdena.

---

<sup>26</sup> Energimarknadsinspektionen, *Genomförandeplan med tidsplan för att förbättra elmarknadens funktion*, Ei R2020:09.

<sup>27</sup> Ei har uppmärksammat aktörerna på enkäten i Ei:s nyhetsbrev.

## 2.3 Avgränsningar

Det kan finnas andra åtgärder än de som utreds i denna rapport som potentiellt kan påverka hur väl elmarknaden fungerar. Sådana andra åtgärder kommer inte att utredas närmare här då fokus för denna rapport är de områden som framgår av åtgärdslistan i artikel 20.3 elmarknadsförordningen, de av regeringen utpekade områdena och uppföljning av de åtgärder som ännu inte var genomförda vid förra årets avrapportering. Ett exempel på en sådan annan åtgärd som därför inte ingår i denna rapport är arbetet med att skapa snabbare tillståndsgivning för elproduktion och elnät, vilket Ei anser skulle kunna bidra till bättre resurstillräcklighet. Frågan om elnätsutbyggnad har bland annat berörts i Ei:s rapport *Kortare ledtider för elnätsutbyggnad*.<sup>28</sup>

Eftersom genomförandeplanens syfte är att åtgärda konstaterade resurstillräcklighetsproblem i Sverige, och det i nuläget inte är känt hur Sveriges resurstillräcklighet kommer att bedömas enligt ERAA-metoden, är åtgärderna som föreslås i denna rapport sådana att de oavsett resultatet av resurstillräcklighetsbedömningen bidrar till en mer välfungerande elmarknad. 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. Detta innebär att det kan finnas skäl att uppdatera genomförandeplanen framöver, när det finns en godkänd europeisk resurstillräcklighetsbedömning eller nationell resurstillräcklighetsbedömning för Sverige enligt ERAA-metoden.

### Presentation av bakgrund och fakta

Inom ramen för denna rapport har Ei inte upprepat samma bakgrundsinformation, respektive faktaunderlag som finns i rapporterna *Genomförandeplan för att förbättra elmarknadens funktion* eller *Uppföljning av genomförandeplan med tidsplan för att förbättra elmarknadens funktion*. Ei hänvisar därför till dessa rapporter 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 en motivering till varför dessa åtgärder föreslogs.

### Tidshorisont för genomförandeplanen

Det framgår inte i elmarknadsförordningen vilken tidshorisont medlemsstaten ska beakta vid utformningen av genomförandeplanen. Däremot framgår det av regelverket att ENTSO-E:s resurstillräcklighetsbedömning på europeisk nivå ska omfatta varje år under en tioårsperiod från dagen för bedömningen.

---

<sup>28</sup> Energimarknadsinspektionen, *Kortare ledtider för elnätsutbyggnad*, Ei R2023:09.

Som rekommenderat i rapporten från 2020<sup>29</sup> bör de åtgärder som Ei nu följer upp i kapitel 5 vara genomförda senast vid utgången av 2025. Ei anser att flera av de nya föreslagna åtgärderna bör vara möjliga att genomföra inom ett år, även om det i nuläget inte går att ange en specifik tidsplan för genomförandet av alla åtgärder. Ei anser dock att samtliga åtgärder bör vara möjliga att genomföra senast innan utgången av 2027.

### **Åtgärderna ska vara möjliga att genomföra nationellt**

I rapporten från 2020<sup>30</sup> konstaterade Ei att det är rimligt att i genomförandeplanen utgå från sådana åtgärder som kan kartläggas och genomföras på nationell nivå då reglerna om kapacitetsmekanismer i elmarknadsförordningen främst syftar till att adressera resurstillräcklighetsproblem på nationell nivå. Ei har även beaktat att vissa eventuella åtgärder skulle kräva nordisk konsensus, och eftersom Ei inte har möjlighet att ensamt ställa sådana krav har Ei fokuserat på förhållanden och åtgärder inom Sverige.

---

<sup>29</sup> Energimarknadsinspektionen, *Genomförandeplan med tidsplan för att förbättra elmarknadens funktion*, Ei R2020:09.

<sup>30</sup> Energimarknadsinspektionen, *Genomförandeplan med tidsplan för att förbättra elmarknadens funktion*, Ei R2020:09.

# 3 Analys av behovet av de åtgärder som listas i artikel 20.3 elmarknadsförordningen

Artikel 20.3 i elmarknadsförordningen anger de åtgärder som medlemsstater med resurstillräcklighetsproblem ska kartlägga och överväga när de hanterar resurstillräcklighetsproblemen. De åtgärder som Ei föreslog skulle genomföras i rapporten *Genomförandeplan med tidsplan för att förbättra elmarknadens funktion* var kopplade till åtgärdslistan i artikel 20.3. För att analysera om det finns nya hinder eller om det finns risker för marknadsmisslyckanden har Ei igen analyserat behovet av de åtgärder som listas i elmarknadsförordningen artikel 20.3.

## 3.1 Snedvridning till följd av lagstiftning

Idag regleras hur elmarknaden ska fungera i både europeisk och nationell lagstiftning. Punkten a) i elmarknadsförordningens artikel 20.3 syftar till att identifiera åtgärder för att undanröja snedvridningar i marknaden till följd av lagstiftning. Detta kan handla om att medlemsstaten inte har genomfört de europeiska regelverken fullständigt eller att nationell lagstiftning riskerar att stå i konflikt med syftena i de europeiska regelverken.

### Ren energipaketet är genomfört i Sverige

Vid Ei:s analys från 2020 konstaterade Ei att Ren energipaketet kvarstod att genomföras. Ei rekommenderade därför att i genomförandeplanen ta med åtgärden att förslagen i rapporten *Ren energi inom EU – ett genomförande av fem rättsakter*<sup>31</sup> skulle genomföras i svensk lagstiftning så snart som möjligt för att undanröja snedvridningar till följd av lagstiftning. Sedan den 1 juni 2023 är Ren energipaketet genomfört i svensk lagstiftning. Det finns för närvarande därför inte skäl eller behov av att föreslå ytterligare åtgärder i genomförandeplanen relaterat till införandet av Ren energipaketet. Regeringen har dessutom beslutat att inte ta med denna åtgärd i genomförandeplanen som lämnats över till Europeiska kommissionen för översyn under 2023.

### Villkor och metoder implementeras just nu

De europeiska regelverk som är aktuella kopplat till resurstillräckligheten är, utöver rättsakterna i Ren energipaketet, framför allt de kommissionsförordningar

---

<sup>31</sup> Energimarknadsinspektionen, *Ren energi inom EU – ett genomförande av fem rättsakter*, Ei R2020:02.

som reglerar prissäkrings-<sup>32</sup>, dagen före-, intradags-<sup>33</sup> och balansmarknaderna<sup>34</sup> samt driften av elöverföringssystem<sup>35</sup>. Ei konstaterade 2020<sup>36</sup> att de metoder och villkor som följer av dessa regelverk till största del har hunnit beslutas och att de genomförs i Sverige och övriga EU-länder.

Enligt ellagen kapitel 12 har Ei ett tillsynsansvar. Till Ei:s tillsynsområde hör att följa upp att de villkor och metoder som följer av EU-regelverken genomförs. Ei:s förnyade genomgång<sup>37</sup> hösten 2023 visar att genomförandet av vissa metoder och villkor som följer av dessa regelverk är försenade. Svenska kraftnät har beskrivit sina förseningar i rapporten *Implementeringen av EU-regelverk på Svenska kraftnät*. Under hösten 2022 inledde därför Ei ett tillsynsprojekt med syfte att bevaka och följa upp Svenska kraftnäts genomförande av metoder och villkor som följer av EU-regelverken. Granskningen riktar in sig på att följa upp de delar som Svenska kraftnät själva beskriver är försenade i sin rapport. Projektet fokuserar därmed främst på kommissionsförordningarna om anslutning<sup>38</sup>, prissäkrings-, dagen före-, intradags-, och balansmarknaderna samt driften av elöverföringssystem.<sup>39</sup> Exempel på förseningar av större betydelse för marknadens funktionssätt är genomförandet av en gemensam nätmodell<sup>40</sup> och införandet av en kapacitetsberäkningsmetod<sup>41</sup> i Norden i enlighet med kommissionens förordning (EU) 2015/1222 av den 24 juli 2015 om fastställande av riktlinjer för kapacitetstilldelning och hantering av överbelastning (CACM-förordningen). I den fortsatta tillsynen kommer Ei även att utgå från den kartläggning som skett på nytt under 2023.

I vilken mån dagens EU-regelverk är tillräckliga för att säkerställa elmarknadernas funktion och behov över tid diskuteras för närvarande på EU-nivå, där Europeiska kommissionen under 2023 presenterat förslag på hur EU:s regelverk kan reformeras. Kommissionens förslag kommer att fortsätta förhandlas under hösten 2023. Ei är i huvudsak positiv till kommissionens förslag och mer detaljerade synpunkter på kommissionens förslag har Ei bland annat presenterat tillsammans

---

<sup>32</sup> Kommissionens förordning (EU) 2016/1719 av den 26 september 2016 om fastställande av riktlinjer för förhandstilldelning av kapacitet.

<sup>33</sup> Kommissionens förordning (EU) 2015/1222 av den 24 juli 2015 om fastställande av riktlinjer för kapacitetstilldelning och hantering av överbelastning.

<sup>34</sup> Kommissionens förordning (EU) 2017/2195 av den 23 november 2017 om fastställande av riktlinjer för balanshållning avseende el.

<sup>35</sup> Kommissionens förordning (EU) 2017/1485 av den 2 augusti 2017 om fastställande av riktlinjer för driften av elöverföringssystem.

<sup>36</sup> Energimarknadsinspektionen, *Genomförandeplan med tidsplan för att förbättra elmarknadens funktion*, Ei R2020:09.

<sup>37</sup> Energimarknadsinspektionens ärende med ärendenummer 2023–103528.

<sup>38</sup> Kommissionens förordning (EU) 2016/631 av den 14 april 2016 om fastställande av nätföreskrifter med krav för nätanslutning av generatorer.

<sup>39</sup> Energimarknadsinspektionens ärende med ärendenummer 2023–100677.

<sup>40</sup> Energimarknadsinspektionens beslut av den 11 maj 2015, ärendenummer 2015–102891.

<sup>41</sup> Energimarknadsinspektionens beslut av den 11 maj 2015, ärendenummer 2015–102892; Energimarknadsinspektionens beslut av den 19 december 2019, ärendenummer 2019–102839 och Energimarknadsinspektionens beslut av den 16 oktober 2020, ärendenummer 2020–102099.



med de nordiska tillsynsmyndigheterna i ett gemensamt remissvar.<sup>42</sup> Ei deltar också aktivt i dialogen inom ramen för ACER om hur elmarknadsregelverken bör utvecklas och följer arbetet som nu sker i och mellan EU:s institutioner. Med det sagt ser Ei för närvarande inte att de villkor och metoder som följer av de aktuella kommissionsförordningarna och som är under genomförande skulle ge upphov till sådana snedvridningar eller marknadsmisslyckanden så länge de genomförs. De metoder och villkor som nu genomförts enligt kommissionsförordningarna kan också omprövas om nya behov identifieras, och det sker också kontinuerligt. Ett exempel där Ei tidigare har identifierat nya behov och begärt ändring av en metod är för kapacitetsberäkningsmetoden i region Norden.<sup>43</sup> De villkor och metoder som följer av de aktuella regelverken och vars implementering är försenad bör genomföras så snart som möjligt för att bidra till en mer välfungerande elmarknad.

### **Ei föreslår ingen åtgärd till genomförandeplanen**

Med anledning av ovanstående föreslår Ei inte några ytterligare åtgärder till genomförandeplanen i denna del men kommer inom ramen för Ei:s ansvar som tillsynsmyndighet att fortsätta följa upp att de metoder och villkor som följer av EU-regelverk genomförs snarast.

## **3.2 Det finns inga nationella regler om pristak i Sverige**

Punkt b) i elmarknadsförordningens artikel 20.3 innebär att eventuella nationella regler om pristak ska undanröjas.

Med anledning av detta rekommenderade Ei i rapporten 2020<sup>44</sup> en åtgärd om att reglerkraftmarknadens<sup>45</sup> maximala pris per megawattimme (MWh) åtminstone ska vara lika högt som det högsta maximala pris som tillämpas på dagen före- och intradagsmarknaden. Åtgärden blev genomförd den 1 november 2022.<sup>46</sup> I Sverige finns inga nationella regler som innebär högsta eller lägsta gränsvärden för grossistpriset på el. De prisgränser som finns på dagen före-, intradags- samt reglerkraftmarknaden är endast tekniska, det vill säga de har ingen reell prisbegränsande effekt.

---

<sup>42</sup> Energimarknadsinspektionen, "NordREG har svarat på Europeiska kommissionens konsultation avseende förslag till förändringar i EU:s elmarknadsdesign".

<sup>43</sup> Energimarknadsinspektionens ärende med ärendenummer 2018-102265.

<sup>44</sup> Energimarknadsinspektionen, *Genomförandeplan med tidsplan för att förbättra elmarknadens funktion*, Ei R2020:09.

<sup>45</sup> Den nordiska marknaden för handel med mFRR.

<sup>46</sup> Från och med den 1 november 2022 är det högsta maximala pris som tillämpas på reglerkraftmarknaden 10 000 euro/MWh. Dessutom justeras detta pristak om det högsta maximala pris som tillämpas på intradagsmarknaden (idag 9 999 euro/MWh) skulle höjas så att incitamenten att handla sig i balans på intradagsmarknaden alltid kvarstår.

## Europeiska kommissionen yttrande

I kommissionens yttrande om Sveriges genomförandeplan<sup>47</sup> uppmanas Sverige att anpassa det högsta maximala priset på reglerkraftsmarknaden så snart som möjligt, i enlighet med den prisnivå som ACER fastställt i den europeiska prissättningsmetoden enligt artikel 30.1 i kommissionens förordning (EU) 2017/2195 om fastställande av riktlinjer för balanshållning avseende el (balansförordningen).<sup>48</sup>

När Svenska kraftnät ansluter till balanseringsplattformarna MARI respektive PICASSO ska det högsta maximala priset på balansenergi uppgå till 15 000 euro/MWh i enlighet med den europeiska prissättningsmetoden. Ei anser inte att det är lämpligt att i förtid höja det högsta maximala priset på den svenska reglerkraftsmarknaden. För det första skulle en höjning av det högsta maximala priset på reglerkraftsmarknaden kräva nordisk harmonisering av prisgränsen eftersom marknaden för mFRR-balansenergi är en gemensam nordisk marknad. För det andra anser Ei att Svenska kraftnät ska prioritera arbetet med att möjliggöra anslutning till MARI respektive PICASSO framför att uppnå en nordisk harmoniserad justering av prisgränsen på reglerkraftsmarknaden innan det finns något legalt krav.<sup>49</sup> Vidare anser Ei inte att det är nödvändigt att i förtid justera prisgränsen i enlighet med den europeiska prissättningsmetoden eftersom den nuvarande prisgränsen är över det högsta maximala priset som tillämpas på dagen före- respektive intradagsmarknaden, samt högre än värdet av förlorad last (VoLL<sup>50</sup>) som indikerar vad marknadens aktörer är beredda att betala för att undvika ofrivillig förbrukningsfrånkoppling.

Med anledning av det ovan nämnda anser Ei inte att genomförandeplanen behöver ändras till följd av Europeiska kommissionens synpunkter i denna del.

## Ei föreslår ingen åtgärd till genomförandeplanen

Ei konstaterar med anledning av det ovanstående att inga nya hinder har uppstått och att det därför inte finns skäl eller behov av att föreslå ytterligare åtgärder till genomförandeplanen relaterat till denna punkt.

---

<sup>47</sup> Europeiska kommissionen, "Kommissionens yttrande av den 1 september 2023 i enlighet med artikel 20.5 i förordning (EG) 2019/943 om Sveriges genomförandeplan".

<sup>48</sup> Enligt ACER:s beslut från den 25 februari 2022 (ACER Decision 03/2022) ska det högsta maximala priset för balansenergi tillfälligt ändras från 99 999 euro/MWh till 15 000 euro/MWh. Det tillfälliga högsta maximala priset 15 000 euro/MWh ska gälla till och med juli 2026.

<sup>49</sup> Energimarknadsinspektionen har beviljat Svenska kraftnät ett undantag som innebär att Svenska kraftnät senast den 24 juli 2024 ska ansluta till MARI respektive PICASSO, se Energimarknadsinspektionens beslut av den 31 augusti 2022, ärendenummer 2022-100136 respektive 2022-100137.

<sup>50</sup> Energimarknadsinspektionen, *Beräkning av värdet av förlorad last (VoLL)*, Ei PM2021:01.

### **3.3 Behovet av en mekanism för bristprissättning för balansenergi**

Punkt c) i elmarknadsförordningens artikel 20.3 berör införandet av en mekanism för bristprissättning för balansenergi såsom avses i artikel 44.3 i balansförordningen. En grundläggande egenskap i varje väl fungerande marknad är att priset tillåts att variera och även stiga tillräckligt för att signalera när det finns risk för brist. Bristprissättningsmekanismer syftar till att låta en tydlig prissignal visa det totala värdet av att ytterligare energi tillförs elmarknaden genom att en komponent för detta ändamål inkluderas i priset. Målsättningen med en mekanism för bristprissättning är också att ge långsiktiga incitament till investeringar i nya resurser på platser där det råder risk för brist.

Ei bedömde vid tidpunkten för 2020 års rapport<sup>51</sup> att vidare analys av införandet av en mekanism för bristprissättning enligt artikel 44.3 i balansförordningen inte var relevant. Sedan dess har Svenska kraftnät i sitt remissvar<sup>52</sup> angående samma rapport uttryckt att de ser fördelaktigt på att utreda införandet av en mekanism för bristprissättning. I regeringens uppdragsbeskrivning till Ei står dessutom att införandet av en mekanism för bristprissättning kan vara av intresse för Ei att analysera vidare i den årliga uppföljningen.

#### **Ytterligare avräkningsmekanism ska företrädevis uppnås genom en funktion för bristprissättning**

Införandet av en mekanism för bristprissättning är inte obligatorisk enligt balansförordningen. Men enligt artikel 44.3 i balansförordningen ska varje systemansvarig för överföringssystem (transmissionsnätsoperatör)<sup>53</sup> utarbeta ett förslag om ytterligare avräkningsmekanism för att bland annat reglera upphandlingskostnader avseende balanskapacitet. Denna ytterligare avräkningsmekanism, som ska vara skild från mekanismen för avräkning av obalanser och gälla för balansansvariga parter, ska enligt balansförordningen företrädevis uppnås genom en funktion för bristprissättning.

I februari 2021 kom Svenska kraftnät in med en ansökan om att Ei ska godkänna ett förslag till ytterligare avräkningsmekanism. Förslaget till mekanism är dock inte utformat som en funktion för bristprissättning utan får betraktas som en sådan "annan mekanism" som berörs i artikel 44.3 i balansförordningen. Ei godkände den 24 juni 2021 Svenska kraftnäts ansökan om att få använda sig av en ytterligare avräkningsmekanism.<sup>54</sup> Den innebär att balansansvariga parter ska betala

---

<sup>51</sup> Energimarknadsinspektionen, *Genomförandeplan med tidsplan för att förbättra elmarknadens funktion*, Ei R2020:09.

<sup>52</sup> Regeringskansliet, "Remiss av Energimarknadsinspektionens rapporter Genomförandeplan med tidsplan för att förbättra elmarknadens funktion samt Förslag till tillförlitlighetsnorm för Sverige".

<sup>53</sup> Systemansvarig för överföringssystem förkortas i denna rapport till transmissionsnätsoperatör.

<sup>54</sup> Energimarknadsinspektionens beslut av den 24 juni 2021, ärendenummer 2021-100232.

grundavgift, obalansavgift och veckoavgift till Svenska kraftnät. Dessa avgifter används för att finansiera Svenska kraftnäts upphandlingskostnader för balanskapacitet, administrativa kostnader och andra kostnader för balansering.

### **Det finns enligt Svenska kraftnät inga konkreta planer på att införa en funktion för bristprissättning**

Ei har under arbetet med detta uppdrag på nytt haft dialog med Svenska kraftnät om behovet av att ta fram och införa en bristprissättningsmekanism. Svenska kraftnät vidhåller att en funktion för bristprissättning inte bör genomföras inom strukturen för avgiften för balansansvariga parter. De anser att det primära syftet med en funktion för bristprissättning är att skicka en signal till marknaden i realtid eller nära realtid om att brist eller risk för brist föreligger och därmed skapa förutsättningar för ökat utbud och minskade obalanser. Svenska kraftnät har mot denna bakgrund för närvarande inte några konkreta planer på att införa en funktion för bristprissättning.<sup>55</sup>

Däremot har Svenska kraftnät under 2022–2023 gett en konsult i uppdrag att studera bristprissättning och olika alternativ. De övriga nordiska transmissionsnätoperatörerna har deltagit i studien och den har genererat ett första förslag på design av en funktion för bristprissättning i Sverige samt utvecklat en förenklad simuleringsmodell för bristprissättning för det svenska systemet. Svenska kraftnäts syfte med projektet var i första hand att förbättra förståelsen för hur bristprissättning kan utformas och studien har inte lett till något faktiskt förslag från Svenska kraftnäts sida avseende införandet av en bristprissättningsmekanism.<sup>56</sup>

### **Svenska kraftnät avser att koordinera frågan om införande av en funktion för bristprissättning på nordisk nivå**

De fem nordiska transmissionsnätoperatörerna ingick i mars 2018 en överenskommelse om att införa bristprissättning via balansavräkningen men enligt Svenska kraftnät fanns det inte någon detaljerad design eller förslag.<sup>57</sup> När det gäller Svenska kraftnäts inställning till att införa en funktion för bristprissättning i en nära framtid har de uppgett att det i så fall bör övervägas först efter att Sverige anslutits till handeln på de europeiska plattformarna MARI och PICASSO eftersom det är svårt att veta om och i så fall hur dagens balansenergipriser och obalanser kommer att påverkas. Vidare är det inte bestämt hur obalansprissättningen i Norden kommer att vara utformad i detalj när handeln sker på MARI och PICASSO. Hur balansenergipriserna och obalanserna kommer att påverkas framöver när handeln sker via MARI och PICASSO bör enligt Svenska kraftnät

---

<sup>55</sup> Material från Svenska kraftnät 2023-03-03.

<sup>56</sup> Svenska kraftnät, "Studie avseende design av bristprissättningsmekanism".

<sup>57</sup> Energimarknadsinspektionens beslut av den 24 juni 2021, ärendenummer 2021-100232.

kartläggas innan en eventuell implementering av en funktion för bristprissättning övervägs.<sup>58</sup> Enligt balansförordningen ska Svenska kraftnät ansluta till handeln på MARI och PICASSO senast under andra kvartalet 2024.<sup>59</sup> Men Svenska kraftnät har informerat om att anslutningen kommer att försenas till 2026.<sup>60</sup> Svenska kraftnät har informerat om att de avser att koordinera behovet av att införa en mekanism för bristprissättning med övriga nordiska transmissionsnätsoperatörer.

### **Ei föreslår ytterligare åtgärd till genomförandeplanen**

Syftet med en bristprissättningsmekanism är att låta en tydlig prissignal visa det totala värdet av att ytterligare energi tillförs elmarknaden. Utan en sådan komponent i priset finns risk att marknadens aktörer inte får en investeringssignal som inkluderar hur pass knappt det är på resurser i den aktuella situationen. Ei anser därför att Svenska kraftnät bör fortsätta sitt arbete och överväga om och i så fall när det bör införas en mekanism för bristprissättning såsom avses i artikel 44.3 i balansförordningen i enlighet med elmarknadsförordningen artikel 20.3. Det finns därför skäl att lägga till en ytterligare åtgärd i genomförandeplanen enligt följande.

**Rekommendation:** Svenska kraftnät bör få i uppdrag att analysera om en mekanism för bristprissättning ska införas i Sverige. Om analysen visar att en mekanism för bristprissättning bör införas ska Svenska kraftnät ta fram ett förslag till design av mekanismen.

## **3.4 Sammanlänkningskapacitet**

Punkt d) i elmarknadsförordningens artikel 20.3 handlar om att öka sammanlänkningskapaciteten och den interna nätkapaciteten i syfte att medlemsstaten åtminstone ska nå sina sammanlänkningsmål såsom avses i artikel 4.1 d i förordning (EU) 2018/1999 om styrningen av energiunionen och av klimatåtgärder<sup>61</sup>. En central fråga för genomförandet av en inre elmarknad inom EU är att de nationella elmarknaderna är tillräckligt sammankopplade med varandra. För att säkerställa detta finns EU-gemensamma sammanlänkningsmål, som ska vara uppnådda till 2020 respektive 2030.

<sup>58</sup> Material från Svenska kraftnät 2023-03-03.

<sup>59</sup> Energimarknadsinspektionens beslut av den 31 augusti 2022, ärendenummer 2022–100136 respektive 2022–100137.

<sup>60</sup> Svenska kraftnät "Uppdaterad roadmap NBM bekräftar start av mFRR energiaktiveringsmarknad Q1 2025" och Nordic Balancing Model, "Updated NBM roadmap confirms go-live of mFRR energy activation market by Q1 2025".

<sup>61</sup> Europaparlamentets och rådets förordning (EU) 2018/1999 av den 11 december 2018 om styrningen av energiunionen och av klimatåtgärder samt om ändring av Europaparlamentets och rådets förordningar (EG) nr 663/2009 och (EG) nr 715/2009, Europaparlamentets och rådets direktiv 94/22/EG, 98/70/EG, 2009/31/EG, 2009/73/EG, 2010/31/EU, 2012/27/EU och 2013/30/EU samt rådets direktiv 2009/119/EG och (EU) 2015/652 och om upphävande av Europaparlamentets och rådets förordning (EU) nr 525/2013.

Artikel 4.1 d) i förordningen (EU) 2018/1999 innebär att kapaciteten på sammanlänkningarna bör vara minst 10 procent av den installerade produktionskapaciteten i landet till 2020 och minst 15 procent till 2030.

Tabell 4 redogör för importkapaciteten på Sveriges sammanlänkningsgränser<sup>62</sup> i form av maximal nettoöverföringskapacitet (*Net Transfer Capacity, NTC*). För samtliga sammanlänkningsgränser uppgick den totala överföringskapaciteten år 2022 till 10 325 MW.<sup>63</sup>

Tabell 4 Överföringskapacitet i importriktning till Sverige mätt i nettoöverföringskapacitet (*Net Transfer Capacity, NTC*) på svenska sammanlänkningsgränser.

Sammanlänkningsgränser	Maximal NTC ( <i>Net Transfer Capacity</i> ) [MW]
SE1-N04	700
SE1-FI	1 100
SE2-N03	600
SE2-N04	250
SE3-FI	1 200
SE3-N01	2 145
SE3-DK1	715
SE4-DK2	1 700
SE4-PL	600
SE4-LT	700
SE4-DE	615
<b>Total kapacitet</b>	<b>10 325</b>

Källa: ENTSO-E (2022) Maximum NTC.

### Sverige uppfyller sammanlänkningsmålet

I Sverige beräknas den totala produktionskapaciteten i form av installerad effekt uppgå till 46 900 MW den 1 januari 2023.<sup>64</sup> Jämfört med årsskiftet 2021/2022 då den installerade effekten var 43 700 MW motsvarar detta en ökning med cirka 7 procent. Ökningen i installerad effekt är ett resultat av ytterligare effekt från vind- och solkraft. Sveriges sammanlänkningsgrad var 22 procent vid årsskiftet 2022/2023 vilket innebär att målet för 2020 är uppfyllt. Sammanlänkningsgraden har dock minskat med cirka 2 procentenheter sedan årsskiftet 2020/2021. Det går inte med säkerhet att besvara hur väl Sverige kommer klara sammanlänkningsmålet 2030 eftersom den installerade produktionskapaciteten 2030 inte är känd. Men nuvarande sammanlänkningskapacitet kommer att vara

<sup>62</sup> En sammanlänkning definieras i artikel 2.1 i elmarknadsförordningen som "en överföringsledning som passerar eller sträcker sig över en gräns mellan medlemsstater och som kopplar samman medlemsstaternas nationella överföringssystem".

<sup>63</sup> ENTSO-E, "Maximum NTC 2022, from May 25<sup>th</sup>, 2022".

<sup>64</sup> Svenska kraftnät, *Kraftbalansen på den svenska elmarknaden*, 2023.

tillräcklig för att klara målet på 15 procent 2030 upp till en installerad produktionskapacitet om 68 833 MW, det vill säga en ökning med cirka 47 procent jämfört med nuvarande produktionskapacitet.

Under de kommande åren planerar Svenska kraftnät att utöka den totala mängden sammanlänkningslinjer, bland annat genom den tillkommande förbindelsen mellan SE4 och Tyskland (Hansa PowerBridge)<sup>65</sup> och förstärkningen mellan SE1 och Finland (Aurora Line)<sup>66</sup>. Ei har avseende både Hansa PowerBridge och Aurora Line lämnat in yttrande till regeringen med rekommendation om att godkänna byggnationen av sammanlänkningarna.<sup>67</sup> Regeringen beviljade Svenska kraftnäts ansökan om nätkoncession för ledningen Aurora Line i oktober 2023.<sup>68</sup> Aurora Line kommer öka handelskapaciteten med 40 till 45 procent, och då totalt uppgå till maximalt 2 000 MW i båda riktningarna.<sup>69</sup> Upphandlingen av Hansa PowerBridge är i dagsläget pausad men Svenska kraftnäts mål är att starta en ny upphandling i slutet av 2024. Men Svenska kraftnät har framfört att tidplanen för Hansa PowerBridge är svårbedömd och att de avser att presentera en övergripande tidplan efter att koncessionsbeslutet tagits.<sup>70</sup> Med Hansa PowerBridge (700 MW) och Aurora Line (800 MW) i drift kommer Sverige klara sammanlänkingsmålet på 15 procent upp till en installerad produktionskapacitet om 78 833 MW. Det vill säga en ökning med cirka 68 procent jämfört med nuvarande produktionskapacitet.

I en nyligen publicerad rapport betonar Svenska kraftnät vikten av fortsatta investeringar i nätet samt att gränsöverskridande förbindelser behövs.<sup>71</sup>

### **Sammanlänkingsgrad för svenska elområden**

Sammanlänkingsmålet i regelverket avser inte att utgöra ett mål för överföring inom Sverige. Goda överföringsmöjligheter av el inom Sverige är emellertid viktigt för bland annat resurstillräckligheten eftersom överföring mellan elområden potentiellt kan minska risken för ofrivillig bortkoppling av kunder där resurserna är begränsade. När resurstillräckligheten skiljer sig regionalt kan nätförstärkningar minska behovet av andra åtgärder.

I tabell 5 redovisas sammanlänkingsgraden, sammanlagt per elområde för sammanlänkningarna och kapaciteten mellan elområden i Sverige. Uppfyllnadsgraden i förhållande till sammanlänkingsmålet blir högre för

---

<sup>65</sup> Svenska kraftnät, "Hansa Powerbridge".

<sup>66</sup> Svenska kraftnät, "Aurora Line".

<sup>67</sup> Energimarknadsinspektionens beslut av den 30 juni 2022, ärendenummer 2020-103488 och Energimarknadsinspektionens beslut av den 2 mars 2023, ärendenummer 2021-102856.

<sup>68</sup> Regeringskansliet, "Regeringen beviljar elledning mellan Sverige och Finland".

<sup>69</sup> Svenska kraftnät, "Regeringen ger grönt ljus för Aurora Line – byggstart i höst".

<sup>70</sup> Svenska kraftnät, "RFI har skickats ut inför omstarten av upphandlingen".

<sup>71</sup> Svenska kraftnät, "Nordic Grid Development Perspective 2023".

enskilda elområden än för Sverige som helhet. Detta beror på att överföringskapaciteten på de svenska interna elområdesgränserna generellt är högre än på sammanlänkningarna.

Tabell 5 Tabell över nettoöverföringskapacitet (*Net Transfer Capacity, NTC*) i importriktning i förhållande till installerad produktionskapacitet i respektive elområde.

Elområde	NTC Import MW	Produktion i respektive område	Import/produktion
SE1	5 100	8 500	60 %
SE2	11 450	14 900	77 %
SE3	14 160	17 800	80 %
SE4	9 815	5 700	172 %
SE	10 325	47 000	22 %

Källa: Svenska Kraftnät, *Kraftbalansen på den svenska elmarknaden, 2023*.

Eftersom ingen godkänd resurstillräcklighetsbedömning finns på plats, är det i nuläget svårt att utvärdera vikten av förstärkningar för att åtgärda eventuella resurstillräcklighetsproblem. Ei vill dock understryka vikten av överföringskapacitet för att säkerställa resurstillräckligheten och utesluter därmed inte att Ei kan komma att identifiera rekommendationer inom detta område när en godkänd resurstillräcklighetsbedömning finns på plats.

### Kommissionens yttrande

I kommissionens yttrande konstateras likt det Ei gör i avsnittet ovan att Sverige uppfyller sammanlänkingsmålet såsom avses i artikel 4.1 d) i förordning (EU) 2018/1999, se kommissionens yttrande sidan 3.<sup>72</sup> Ei uppfattar därför att kommissionens synpunkter avser att adressera hur den överföringskapacitet som finns hanteras och tillgängliggörs i marknaden.

I följande avsnitt bemöter vi kommissionens synpunkter och föreslår vid behov, åtgärder till genomförandeplanen.

### 70-procentsregeln och metod för kapacitetsberäkning

I sitt yttrande refererar kommissionen till ACER:s beslut om Svenska kraftnäts senaste undantagsansökan som berör regeln om att tillgängliggöra minst 70 procent av sammanlänkingskapaciteten för aktörer, se sidan 3 i kommissionens yttrande.<sup>73</sup> Svenska kraftnät har ansökt om undantag från 70-procentskravet 2020, 2021 och 2022. Ei har godkänt undantaget för 2020 och 2021. Undantaget beviljades då för sammanlänkningarna mellan elområdena DK1–SE3,

<sup>72</sup> Europeiska kommissionen. "Kommissionens yttrande av den 1 september 2023 i enlighet med artikel 20.5 i förordning (EG) 2019/943 om Sveriges genomförandeplan".

<sup>73</sup> Europeiska kommissionen. "Kommissionens yttrande av den 1 september 2023 i enlighet med artikel 20.5 i förordning (EG) 2019/943 om Sveriges genomförandeplan".



DK2–SE4, DE–SE4, PL–SE4 och LT–SE4 för både 2020 och 2021.<sup>74</sup> Svenska kraftnäts ansökan för 2022 avslogs till viss del av Ei medan den lämnades över till ACER för beslut om sammanlänkningarna FI–SE3 och DK1–SE3.<sup>75</sup> I Europeiska kommissionens yttrande står det att undantaget beviljades av ACER. ACER har inte godkänt undantaget utan avslog Svenska kraftnäts begäran om undantag. Svenska kraftnät har således inget undantag från skyldigheten att tilldela minst 70 procent på någon svensk elområdesgräns.

I somras publicerade ACER en rapport som följde upp om transmissionsnätoperatörerna inom EU under 2022 levt upp till elmarknadsförordningens krav på att minst 70 procent av överföringskapaciteten ska tilldelas marknaden.<sup>76</sup> ACER:s rapport visar att Svenska kraftnät inte på någon elområdesgräns levt upp till 70-procentskravet 2022 i minst en flödesriktning. Svenska kraftnät har i sin tur uppgett att de under 2022 haft en bättre uppfyllnad av kravet än vad ACER:s rapport visar. Eftersom Svenska kraftnät för år 2022 inte har ett undantag från 70-procentskravet enligt artikel 16.9 i elmarknadsförordningen, pågår det en granskning av huruvida Svenska kraftnät uppfyller regeln om att tillhandahålla minst 70 procent av överföringskapaciteten enligt artikel 16.8 i elmarknadsförordningen för år 2022.<sup>77</sup>

Kommissionen nämner inte kapacitetsberäkningsmetoden i sig i sitt yttrande. Men Ei:s tolkning är att kommissionen understryker att en viktig fråga är hur den befintliga överföringskapaciteten utnyttjas eftersom hanteringen av överföringskapaciteten är central för elmarknadens funktion och påverkar marknadsaktörerna och elpriset. Den kapacitetsberäkningsmetod som Svenska kraftnät i dagsläget använder (NTC) kommer att ersättas av en flödesbaserad metod som är framtagen och beslutad i enlighet med CACM-förordningen. CACM-förordningen tillåter två metoder: den flödesbaserade (*flow-based*) eller metoden för samordnad nettoöverföringskapacitet (CNTC). Svenska kraftnät har tillsammans med övriga transmissionsnätoperatörer i den nordiska kapacitetsberäkningsregionen valt den flödesbaserade kapacitetsberäkningsmetoden.<sup>78</sup> Svenska kraftnät kom in till Ei med sitt första förslag till kapacitetsberäkningsmetod 2017. Förslaget var att införa den flödesbaserade metoden i den nordiska kapacitetsberäkningsregionen. Ei och övriga tillsynsmyndigheter ansåg inte att förslaget att införa den flödesbaserade

---

<sup>74</sup> Energimarknadsinspektionens beslut av den 19 december 2019, ärendenummer 2019–102946 och Energimarknadsinspektionens beslut av den 17 december 2020 ärendenummer 2019–102975.

<sup>75</sup> Energimarknadsinspektionens beslut av den 21 april 2022, ärendenummer 2022–102881.

<sup>76</sup> ACER, *Cross-zonal capacities and the 70% margin available for cross-zonal electricity trade (MACZT) 2023 Market Monitoring Report*, 2023.

<sup>77</sup> Energimarknadsinspektionens ärende med ärendenummer 2023–102636.

<sup>78</sup> Sverige ingår i tre kapacitetsberäkningsregioner. För kapacitetsberäkningsregion Baltikum och kapacitetsberäkningsregion Hansa föreslog Svenska kraftnät CNTC vilket prövats och godkänts av Ei och de berörda tillsynsmyndigheterna.

metoden kunde godkännas och begärde därför ändring av förslaget. Efter att de nordiska transmissionsnätoperatörerna justerat förslaget godkände tillsynsmyndigheterna i den nordiska kapacitetsberäkningsregionen metoden 2018, eftersom den då bedömdes vara förenlig med CACM-förordningen. Därefter har metoden ändrats efter begäran av de nordiska tillsynsmyndigheterna. Den nu gällande metoden godkändes av tillsynsmyndigheterna i den nordiska kapacitetsberäkningsregionen 2020. Genomförandet av den flödesbaserade kapacitetsberäkningsmetoden i den nordiska kapacitetsberäkningsregionen pågår och har skjutits fram vid ett flertal tillfällen. Den senaste förseningen annonserades i november 2023. Svenska kraftnät meddelade då att de nordiska transmissionsnätoperatörerna planerar att införa den flödesbaserade kapacitetsberäkningsmetoden i marknadskopplingen i oktober 2024.<sup>79</sup> Ei kommer att fortsätta följa genomförandet av den flödesbaserade kapacitetsberäkningsmetoden i enlighet med CACM-förordningen.

För närvarande föreslår Ei ingen ytterligare åtgärd i genomförandeplanen avseende efterlevnad av artikel 16.8 i elmarknadsförordningen, eller relaterat till att kapacitetsberäkningsmetoden i enlighet med CACM-förordningen ännu inte är genomförd. Detta hanteras redan i Ei:s ordinarie tillsynsarbete genom Ei:s tillsynsprojekt och tillsynen över Svenska kraftnäts efterlevnad av kravet om att tilldela marknaden minst 70 procent av överföringskapaciteten.

De två åtgärder som beskrivs nedan rekommenderas ska ingå i genomförandeplanen syftar till att öka överföringskapaciteten och därmed även säkerställa att 70-procentkravet efterlevs, respektive att säkerställa en kostnadseffektiv och marknadsbaserad upphandling av stödtjänster

### **Omdirigeringskapacitet**

Svenska kraftnät och övriga nordiska transmissionsnätoperatörer undersöker olika sätt att använda mothandel för att öka handelskapaciteten. Under sommaren 2023 avtalade Svenska kraftnät med Rya kraftvärmeverk att vara tillgängliga som mothandels- och omdirigeringsresurs och avtalet gällde till och med den 14 september 2023. För närvarande finns inga specifika anläggningar kontrakterade men enligt Svenska kraftnät pågår upphandling och ambitionen är att nya avtal finns tecknade från 1 december 2023. Avtalstiderna kan enligt Svenska kraftnät sträcka sig fram till december 2026.<sup>80</sup>

Enligt Svenska kraftnät använder de mothandel i operativ drift, till exempel om ett fel inträffar på en överföringsförbindelse, vid prognosfel eller när den verkliga

---

<sup>79</sup> Svenska kraftnät, "Beräknad start för flödesbaserad metod på elmarknaden: oktober 2024".

<sup>80</sup> Svenska kraftnät, "Så arbetar vi för att stärka försörjningstryggheten kortsiktiga och långsiktiga åtgärder, 2023 kvartal 3".

överföringen inte stämmer överens med handelsflödet.<sup>81</sup> Handelsflödet i sig är beroende av kapaciteten Svenska kraftnät tillgängliggjort för handel. Minskas kapaciteten på elområdesgräns för att avlasta en begränsning inom elområdet gör det att handelsflödet på elområdesgränsen/-erna kan bli lägre samtidigt som behov av omdirigering kan minskas eftersom risken för intern överbelastning minskas.

Ei anser att Svenska kraftnät bör uttömma möjligheterna för omdirigering eller mothandel för att efterleva 70-procentskravet på samtliga svenska elområdesgränser. För att säkerställa detta bör Svenska kraftnät fortsätta och eventuellt öka upphandlingen av kapacitet för mothandel och omdirigering som annars inte skulle vara tillgänglig. Ei rekommenderar därför en åtgärd till genomförandeplanen om upphandling av omdirigeringskapacitet.

Det är viktigt att de upphandlade resurserna inte ges konkurrensfördelar gentemot andra resurser som kan bidra med mothandels- eller omdirigeringskapacitet utan en separat ersättning för det ändamålet. Den upphandlade kapaciteten får heller inte tränga undan andra resurser som kan användas för ändamålet. Det innebär att upphandlade resurser således inte bör tillåtas konkurrera med andra resurser under kontraktperioden. Ei rekommenderar därför att följande åtgärd ska ingå i genomförandeplanen: Svenska kraftnät ska vid aktivering av upphandlad mothandels eller omdirigeringskapacitet rapportera till Ei om vilka andra resurser som fanns tillgängliga, bedömd fysisk avlastningsförmåga, och hur de nyttjades när den upphandlade kapaciteten aktiverats. Rapportering ska ske senast 14 kalenderdagar efter att upphandlad omdirigerings/mothandelskapacitet aktiverats.

Det kan finnas situationer där lämpliga resurser för omdirigering eller motköp finns utanför Sverige. För att säkerställa att det är möjligt att aktivera de resurser som mest effektivt avlastar överföringsbegränsningen oavsett om resurserna är belägna i Sverige eller i ett annat land är det viktigt att metoden för samordnade omdirigeringar och motköp i enlighet med artikel 35 i CACM-förordningen genomförs.<sup>82</sup> Svenska kraftnät har sammanlagt tre metoder som tagits fram i enlighet med artikel 35 i CACM-förordningen. En metod för kapacitetsregion Baltikum, en metod för kapacitetsberäkningsregion Hansa och en metod för kapacitetsberäkningsregion Norden. Ingen av dessa metoder är genomförda. Ei har ett särskilt tillsynsprojekt som följer upp genomförandet av metoder vilka tagits fram som enligt de europeiska regelverken.<sup>83</sup> Genomförandet av metoderna kopplas till genomförandet av metoden för samordnad driftsäkerhetsanalys, som följer av artikel 75 i SO-förordningen, och bestämmelserna för

---

<sup>81</sup> Svenska kraftnät, "Så arbetar vi för att stärka försörjningstryggheten kortsiktiga och långsiktiga åtgärder, 2023 kvartal 3".

<sup>82</sup> Energimarknadsinspektionens beslut av den 10 januari 2019, ärendenummer 2018–100265.

<sup>83</sup> Energimarknadsinspektionens ärende med ärendenummer 2023–100677.

regionaldriftsäkerhetssamordning som följer av artikel 76 i SO-förordningen.<sup>84</sup> När dessa metoder genomförts ska metoderna i enlighet med artikel 35 i CACM-förordningen genomföras. Eftersom detta redan följs upp av Ei rekommenderar vi inte någon ny separat åtgärd till genomförandeplanen.

### **Summaallokering**

Svenska kraftnät införde summaallokering i mars 2022.<sup>85</sup> Summaallokeringen är en typ av tilldelningsbegränsning som innebär att den tillgängliga överföringskapaciteten mellan SE3, NO1 och DK1 är beroende av varandra. Den har möjliggjort ett mer effektivt nyttjande av nätet med den nuvarande metoden för beräkning och tilldelning av överföringskapacitet (NTC). Summaallokeringen blir dock överflödigt i den nordiska kapacitetsberäkningsregionen när Svenska kraftnät övergår till den flödesbaserade kapacitetsberäkningsmetoden.<sup>86</sup> Ei rekommenderar därför ingen åtgärd kopplat till summaallokering till genomförandeplanen.

### **Svenska kraftnät bör kontinuerligt rapportera om åtgärder för att öka handelskapaciteten mellan elområden**

Kommissionen konstaterar i sitt yttrande att problemen skiljer sig åt vid de olika svenska gränserna och uppmanar Sverige att utarbeta en plan med marknadsåtgärder och tekniska åtgärder för att ta itu med behovet av gränsöverskridande begränsningar av den kapacitet som är tillgänglig för handel. Svenska kraftnät har i olika uppdrag redovisat åtgärder för att öka överföringskapaciteten, såsom till exempel upphandling av omdirigeringskapacitet och *dynamic line rating*.<sup>87</sup> Ei rekommenderar därför att följande åtgärd ska ingå i genomförandeplanen: Svenska kraftnät bör minst en gång per år offentliggöra information om samtliga åtgärder de vidtar och planerar för att öka handelskapaciteten mellan elområden i Sverige och på sammanlänkningarna. Redovisningen bör visa när åtgärderna bedöms vara genomförda och vilka effekter de förväntas få på överföringskapaciteten inom de närmsta tre åren.

### **Elområdesöversyn**

Europeiska kommissionen föreslog även att Sverige ska överväga om den pågående översynen av elområden skulle kunna minska en del av trycket på det svenska kraftsystemet. För närvarande görs en översyn av indelningen av elområden i Europa i enlighet med elmarknadsförordningen. Svenska kraftnät är ansvarig för att genomföra Sveriges översyn. Svenska kraftnät angav i juni 2023 att den preliminära europeiska tidplanen för elområdesöversynen är tredje kvartalet

---

<sup>84</sup> Se exempelvis Svenska kraftnät, *Implementeringen av EU-regelverk på Svenska kraftnät*, 2022.

<sup>85</sup> Ytterligare information om hur summaallokeringen fungerar finns i Svenska kraftnät, "Status update one East-West energy flows webinar for Nordic market participants, 2022-01-20".

<sup>86</sup> Svenska kraftnät, "Så arbetar vi för att öka överföringskapaciteten kortsiktiga åtgärder kvartal 4 – 2022".

<sup>87</sup> Se exempelvis Svenska kraftnät, "Så arbetar vi för att öka överföringskapaciteten kortsiktiga åtgärder kvartal 4 – 2022".

2024, medan målet är att leverera resultat för Norden i februari 2024.<sup>88</sup> Om detta sedan leder till beslut om en förändring av elområdesindelningen så kan denna förändring tidigast vara genomförd 2027.

Det förslag till elområdesindelning Svenska kraftnät kommer lägga fram under 2024 ska säkerställa att strukturella överbelastningar som inte eliminerats genom nätutbyggnad inom en treårsperiod definieras som en elområdesgräns. Fram till att eventuell nätutbyggnad är på plats eller i det fall den strukturella överbelastningen kvarstår efter denna treårsperiod bör Svenska kraftnät nyttja omdirigering för att säkerställa att kapaciteten på elområdesgränsen inte påverkas. Eftersom dessa förutsättningar redan är givna i elmarknadsförordningen och omhändertas inom ramen för den elområdesöversynen föreslås ingen ytterligare åtgärd till genomförandeplanen i nuläget.

### **Ei föreslår två ytterligare åtgärder till genomförandeplanen**

Sverige uppfyller idag målet om sammanlänkningskapacitet och därmed kraven i punkt d) i elmarknadsförordningens artikel 20.3. Ei bedömer därför att några nya hinder inte har uppstått och det finns därför inte skäl eller behov att föreslå ytterligare åtgärder till genomförandeplanen relaterat till målet om sammanlänkningskapacitet.

Ei har dock identifierat åtgärder relaterat till hur befintlig överföringskapacitet hanteras och nyttjas och föreslår därför två åtgärder till genomförandeplanen för att öka tillgänglig överföringskapacitet.

**Rekommendation:** Svenska kraftnät bör minst en gång per år offentliggöra information om samtliga åtgärder de vidtar och planerar för att öka handelskapaciteten mellan elområden i Sverige och på sammanlänkningarna.

**Rekommendation:** För att säkerställa att Svenska kraftnät har tillgång till resurser som är lämpligt belägna för omdirigering och mothandel bör Svenska kraftnät fortsätta och eventuellt öka upphandlingen av kapacitet som annars inte antas bli tillgänglig. Svenska kraftnät ska därefter vid aktivering av upphandlad kapacitet rapportera till Ei vilka andra resurser som fanns tillgängliga vid tidpunkten för aktivering, vilken fysisk avlastningsförmåga som Svenska kraftnät bedömde att resurserna hade vid tidpunkten, och hur de tillgängliga resurserna nyttjades när den upphandlade kapaciteten aktiverats. Rapportering ska ske senast 14 kalenderdagar efter att den av Svenska kraftnät upphandlade resursen för omdirigerings/mothandelskapacitet aktiverats.

---

<sup>88</sup> Svenska Kraftnät, "Elområdesöversyn".

### 3.5 Egenproduktion, energilagring och efterfrågeflexibilitet

I punkten e) i elmarknadsförordningens artikel 20.3 betonas vikten av att möjliggöra egenproduktion, energilagring, åtgärder på efterfrågesidan och energieffektivitet genom att genomföra åtgärder för att undanröja snedvridningar till följd av lagstiftning.

Ei konstaterade 2020<sup>89</sup> att efterfrågeflexibilitet är en viktig beståndsdel för att den svenska elmarknaden ska fungera väl, inte minst ur ett resurstillräcklighetsperspektiv. Med en flexibel efterfrågan finns exempelvis större möjlighet att möta snabba förändringar i utbudet med frivilliga anpassningar i efterfrågan, vilket kan minska risken för ofrivillig bortkoppling. Konsumenternas efterfrågan på el har visat sig vara flexibel det gångna året. Medelpriset för perioden september 2022 till februari 2023 var cirka 57 procent högre än medelpriset för samma period året innan.<sup>90</sup> Samtidigt var förbrukningsminskningen per månad minst 5 procent per månad under perioden september 2022 till februari 2023 jämfört med samma period ett år tidigare, korrigerat för kalender- och temperaturskillnader. Förbrukningsminskningen var som störst under topplasttimmarna, det vill säga när förbrukningen är som högst under dygnets timmar. Detta är mellan klockan 8–11 på morgonen och klockan 16–19 på kvällen. Förbrukningsminskningen var procentuellt störst i södra Sverige (SE4), där även prisökningen varit högst.<sup>91</sup> Sammantaget tyder detta på att förmåga till flexibilitet finns.

#### Timprisavtal, smarta elmätare och batterilager

Europeiska kommissionen uppmanar Sverige att rapportera om andelen timprisavtal.<sup>92</sup> Sverige började föra statistik över antalet kunder med timprisavtal i februari 2023, statistiken publiceras av Statistikmyndigheten SCB. I februari 2023 hade 10,4 procent timprisavtal, andelen har ökat under året och i september 2023 hade 13,1 procent timprisavtal.<sup>93</sup>

En viktig förutsättning för timprisavtal är elmätare som klarar av att leverera timvisa mätvärden. Smarta elmätare som uppfyller de nya funktionskraven<sup>94</sup> ska vara på plats senast den 1 januari 2025. Ei för ingen statistik över andelen installerade smarta mätare. Alla elanvändare har rätt att begära att få sin elförbrukning mätt per timme. Om den befintliga mätaren inte klarar av timvisa

---

<sup>89</sup> Energimarknadsinspektionen, *Genomförandeplan med tidsplan för att förbättra elmarknadens funktion*, Ei R2020:09.

<sup>90</sup> Nord Pool, "Prisstatistik".

<sup>91</sup> Svenska kraftnät, "Avtagande minskning av elförbrukningen i februari".

<sup>92</sup> Europeiska kommissionen, "Kommissionens yttrande av den 1 september 2023 i enlighet med artikel 20.5 i förordning (EG) 2019/943 om Sveriges genomförandeplan".

<sup>93</sup> SCB, "Fördelning av elavtal efter elområde och avtalstyper".

<sup>94</sup> Se exempelvis information på Ei:s hemsida: Energimarknadsinspektionen, "Funktionskrav elmätare".

mätvärden måste elnätsföretaget, inom tre månader efter det att elanvändaren framfört sin begäran byta ut mätaren till en som klarar av detta.

Kommissionen föreslår även i sitt yttrande att Ei ska rapportera om energilagring. Energilagring i form av batterilagring är en växande resurs i elsystemet. År 2022 uppskattades installerad effekt av batterier i kommersiell storlek till cirka 48 MW, men förväntad installation vid utgången av 2023 är cirka 176 MW.<sup>95</sup>

### **Ei konkretiserar vilka åtgärder i genomförandeplanen som är kopplade till egenproduktion, energilagring och efterfrågefleksibilitet**

Ei identifierade 2020 flera åtgärder som bör genomföras för att möjliggöra egenproduktion, energilagring, åtgärder på efterfrågesidan och energieffektivitet och rekommenderade därför att de identifierade åtgärderna skulle ingå i genomförandeplanen. Flertalet, men inte alla, av Ei:s rekommenderade åtgärder finns numera med i genomförandeplanen.<sup>96</sup> Europeiska kommissionen har även framfört att det avseende den åtgärd i genomförandeplanen som innebär att Ei:s arbete med efterfrågefleksibilitet ska följas upp är svårt att bedöma vilka framsteg som gjorts eftersom det saknas fastställda mätbara mål. Ei vill därför förtydliga att det i genomförandeplanen finns flera åtgärder som Ei bedömer kopplar till punkten e) i elmarknadsförordningens artikel 20.3:

- Ei ska följa upp att minimikrav på minsta budstorlek för att delta i upphandling av mFRR och aFRR sänks till 1 MW för att minska inträdes hinder.
- 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 att åtgärden att Svenska kraftnät löpande ska se över förkvalificeringsprocessen och utvärdera de kravspecifikationer som är knutna till leverans av respektive stödtjänst.
- Svenska kraftnät ska säkerställa att de har förutsättningar att publicera information från balansmarknaden så nära realtid som möjligt.

Till den del de ovanstående åtgärderna ännu inte är genomförda följs de upp närmare i kapitel 5.

---

<sup>95</sup> Energimarknadsinspektionen, *Främjande av ett mer flexibelt elsystem-Delleverans deluppdrag 5*, Ei R2023:06.

<sup>96</sup> För fullständig lista över vilka åtgärder Ei rekommenderade som syftade till att möjliggöra egenproduktion, energilagring, åtgärder på efterfrågesidan och energieffektivitet se bilaga 1-Ei:s förslag till genomförandeplan 2020.

## **Fler åtgärder i genomförandeplanen finns även med som åtgärdsförslag i uppdraget att främja ett mer flexibelt elsystem**

Ei fick 2022 tillsammans med Svenska kraftnät, Statens energimyndighet (Energimyndigheten) och Styrelsen för ackreditering och teknisk kontroll (Swedac) i uppdrag att främja ett mer flexibelt elsystem.<sup>97</sup> Inom ramen för det uppdraget har myndigheterna under våren 2023 lämnat förslag till åtgärder för att främja flexibilitet. Åtgärdsförslagen innefattar både sådana förslag som presenterats tidigare av myndigheterna, pågående åtgärder och nya förslag. Ytterligare information om Ei:s arbete kopplat till detta uppdrag finns att läsa i kapitel 5.1.

Ett hinder som identifierats i ovanstående uppdrag är att konsumenterna idag saknar möjligheten att på ett enkelt sätt ta del av information om historiska elpriser i ett format som gör det möjligt för en konsument bedöma konsekvenserna av timprissättning och möjligheterna till kostnadsbesparingar. Ei konstaterar i rapporten *Konsumenter och efterfrågefleksibilitet – en nulägesbeskrivning och åtgärdsförslag för ökad flexibilitet*<sup>98</sup> att konsumenter måste ha ett timprisavtal för att träffas av korrekta prissignaler och för att deras flexibilitet ska kunna prissättas korrekt. Fler elanvändare skulle sannolikt identifiera kostnadsfördelar av timprissättning och en flexibel elanvändning om de enkelt kunde bilda sig en uppfattning om kostnader, nyttor och möjligheter som finns.

Med anledning av detta har följande åtgärdsförslag lämnats i uppdraget: Ei avser att utreda hur aktuella och historiska elpriser lättillgängligt ska tillhandahållas konsumenter. Data över elpriser stärker konsumenternas ställning på elmarknaden och möjliggör lönsamhetsberäkningar av efterfrågefleksibilitet. Om Ei bedömer att det behövs ändringar i regelverken för att historiska elpriser lättillgängligt ska tillhandahållas konsumenter kommer Ei genomföra en konsekvensanalys och lämna förslag på ändring av de aktuella regelverken. Ei har påbörjat denna utredning. Ei anser att detta åtgärdsförslag även bör ingå som en åtgärd i genomförandeplanen. Ytterligare information om varför Ei rekommenderade denna åtgärd finns att läsa i rapporten *Konsumenter och efterfrågefleksibilitet – en nulägesbeskrivning och åtgärdsförslag för ökad flexibilitet*.<sup>99</sup>

Flera av de andra åtgärdsförslagen som lämnats inom ramen för uppdraget att främja ett mer flexibelt elsystem omfattar samma områden och syften som åtgärder i genomförandeplanen.

---

<sup>97</sup> Regeringskansliet, "Uppdrag att främja ett mer flexibelt elsystem".

<sup>98</sup> Energimarknadsinspektionen, *Konsumenter och efterfrågefleksibilitet - En nulägesbeskrivning och åtgärdsförslag för ökad flexibilitet*, Ei R2023:04.

<sup>99</sup> Energimarknadsinspektionen, *Konsumenter och efterfrågefleksibilitet - En nulägesbeskrivning och åtgärdsförslag för ökad flexibilitet*, Ei R2023:04.



I tabell 6 redovisas en sammanställning av de åtgärder som är med i genomförandeplanen och som också har lagts fram som förslag i uppdraget att främja ett mer flexibelt elsystem<sup>100</sup>.

Tabell 6 åtgärder som rekommenderas genomförs i både genomförandeplanen och uppdraget att främja ett mer flexibelt elsystem

Åtgärder i genomförandeplanen	Åtgärdsförslag som lämnats i uppdraget att främja ett mer flexibelt elsystem
Ei ska följa upp att minimikrav på minsta budstorlek för att delta i upphandling av mFRR och aFRR sänks till 1 MW för att minska inträdeshinder.	Minska budstorlek: Genom att aktörer kan skicka in mindre bud skapas möjligheter för nya typer av resurser med mindre effekt/energi.
Svenska kraftnät ska säkerställa att de har förutsättningar att publicera information från balansmarknaden så nära realtid som möjligt.	Öka publiceringen av information: Genom att öka publicering av aktiverad energi per elområde för mFRR, aFRR och FCR-N. Det nordiska arbetet med ny energiaktiveringsmarknad för mFRR med ökad automatik för prisberäkning och kortare leveransperiod kommer skapa förutsättningar att publicera mFRR balansenergi pris närmare realtid
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.	Minska krav på uthållighet: Minskade krav på uthållighet kommer att realiseras genom det pågående arbetet i Norden med att införa nya energiaktiveringsmarknader för mFRR och aFRR.

Uppdraget för att främja ett mer flexibelt elsystem kommer att slutredovisas i december 2023. Då ska myndigheterna lämna förslag till en gemensam handlingsplan för implementering av eventuella ytterligare åtgärder. Åtgärdsförslagen ska undanröja eventuella hinder och främja förutsättningar för efterfrågeflexibilitet. Ei anser att alla de åtgärder som kommer att föreslås i handlingsplanen bör genomföras och kommer i 2024 års avrapportering ta ställning till om någon av de åtgärderna bör ingå i genomförandeplanen.

### Ei föreslår ytterligare åtgärd till genomförandeplanen

Ei rekommenderar att följande åtgärd bör ingå i genomförandeplanen, även fast det är ett arbete Ei redan påbörjat.

**Rekommendation:** Att Ei:s utredning av hur aktuella och historiska elpriser lättillgängligt ska tillhandahållas konsumenterna ska ingå i genomförandeplanen.

## 3.6 Marknadsbaserad och kostnadseffektiv upphandling av balanserings- och stödtjänster

Åtgärds punkten f) i elmarknadsförordningens artikel 20.3 handlar om att upphandlingen av balanserings- och stödtjänster ska vara marknadsbaserad och

<sup>100</sup> Energimarknadsinspektionen, "Regeringsuppdrag överlämnat: Många åtgärder föreslås för att främja flexibilitet i elsystemet".

kostnadseffektiv. En välfungerande balansmarknad är central för att effektivt balansera elsystemet och därigenom trygga elförsörjningen i Sverige. I linje med detta är det rimligt att balansmarknaden löpande utvecklas för att kunna inkludera en mångfald av aktörer och teknologier. Införandet av balansförordningen innebär ett antal större förändringar jämfört med idag. Dessa förändringar bygger i huvudsak på redan framtagna metoder och villkor i enlighet med balansförordningen. Övergripande leder dessa förändringar till att balansmarknadens geografiska marknad kommer att öka när Svenska kraftnät ansluter till de europeiska balanseringsplattformarna MARI och PICASSO samt att vissa processer kommer effektiviseras.

### **Upphandlingen av balanserings- och stödtjänster är marknadsbaserad**

Handeln med balanseringstjänster regleras i villkoren för leverantörer av balanstjänster i enlighet med balansförordningens artikel 18. Dessa villkor har arbetats fram av Svenska kraftnät och prövats av Ei och godkändes den 17 maj 2023.<sup>101</sup> Villkoren innehåller bland annat regler rörande frekvenshållningsreserver (FCR) samt frekvensåterställningsreserver (mFRR och aFRR). Ei bedömer att samtliga balanseringstjänster upphandlas och avropas på ett marknadsbaserat och kostnadseffektivt sätt. Villkoren för leverantörer av balanstjänster ska vara fullt genomförda i Sverige senast den 17 maj 2024.

De stödtjänster som inte omfattas av villkoren för leverantörer av balanstjänster regleras direkt i regelverken, till exempel i kommissionens förordning 2017/1485 (EU) om fastställande av riktlinjer för driften av elöverföringssystemet (SO-förordningen)<sup>102</sup>. Den snabba frekvensreserven FFR (*Fast Frequency Reserve*) är en icke-frekvensrelaterad stödtjänst som upphandlas en gång per år (kompletterande upphandlingar kan förekomma). FFR får, precis som övriga stödtjänster, levereras av de aktörer som kan uppfylla vissa grundläggande krav och förfogar över resurser som genomgått en förkvalificering med godkänt resultat. Ei bedömer att upphandlingsförfarandet avseende FFR genomförs på ett marknadsbaserat och kostnadseffektivt sätt.

### **Förändringar som genomförs gör generellt balanseringsprocessen mer effektiv**

Ei gör fortsatt samma bedömning som vid tidpunkten för 2020 års rapport och uppföljningen av genomförande planen 2022, det vill säga att förändringarna som följer av EU-regelverk generellt kommer göra balanseringsprocessen mer effektiv och därmed bidra till en mer välfungerande elmarknad. Ei identifierade 2020 flera åtgärder som bör genomföras för att säkerställa kostnadseffektiv och

---

<sup>101</sup> Energimarknadsinspektionens beslut av den 17 maj 2023, ärendenummer 2018–100280.

<sup>102</sup> Kommissionens förordning (EU) 2017/1485 av den 2 augusti 2017 om fastställande av riktlinjer för driften av elöverföringssystem.

marknadsbaserad upphandling av balanserings- och stödtjänster och rekommenderade därför att de skulle ingå i genomförandeplanen. I den mån de rekommenderade åtgärder inte redan är genomförda följs de upp i kapitel 5. Ei har utöver de åtgärder som identifierades 2020 inte funnit någon indikation på att upphandlingen av balanstjänster eller stödtjänster inte är marknadsbaserad eller kostnadseffektiv. Eftersom alla förändringar som följer av EU-regelverk ännu inte är genomförda är det i nuläget svårt att utvärdera hur balansmarknaden kommer att fungera efter att alla metoder och villkor har införts. Detta innebär att Ei kan komma att identifiera förbättringsområden i framtida utvärderingar av balansmarknaden.

#### **Ei föreslår ingen åtgärd till genomförandeplanen**

Eftersom Ei i arbetet med denna delrapport inte identifierat nya brister eller hinder finns det i dagsläget inte skäl eller behov av att föreslå ytterligare åtgärder till genomförandeplanen relaterat till punkt f) i elmarknadsförordningens artikel 20.3.

### **3.7 Det finns inga reglerade priser på den svenska slutkundsmarknaden**

Punkt g) i elmarknadsförordningens artikel 20.3 handlar om att medlemsstaten ska avskaffa reglerade priser på marknaden för slutkunder. Ei konstaterade 2020<sup>103</sup> att priser för slutkunder i Sverige inte är reglerade. Det finns fortfarande inga reglerade priser på slutkundsmarknaden.

#### **Ei föreslår ingen åtgärd till genomförandeplanen**

Eftersom det inte finns några reglerade priser på den svenska slutkundsmarknaden bedömer Ei att inga nya hinder har uppstått och det finns inte skäl eller behov att föreslå åtgärder till genomförandeplanen relaterat till denna punkt.

---

<sup>103</sup> Energimarknadsinspektionen, *Genomförandeplan med tidsplan för att förbättra elmarknadens funktion*, Ei R2020:09.

## 4 Områden som är särskilt utpekade av regeringen

I detta kapitel behandlar Ei de förslag som framkom i remissvaren till Ei:s rapport *Genomförandeplan med tidsplan för att förbättra elmarknadens funktion* och som regeringen i uppdragsbeskrivningen till Ei särskilt pekat ut kan vara av intresse för Ei att analysera vidare. Det rör sig om åtgärder för att förbättra likviditeten på den finansiella marknaden för långsiktiga prissäkringar, incitament för att upphandlad balanskapacitet tillhandahålls, arbitragemöjligheter och de åtgärder som nämns i Svenska kraftnäts rapport *Stödtjänster och avhjälpan åtgärder i ett energisystem under förändring*.<sup>104</sup> I kapitlet tar Ei ställning till om det finns ett behov av att rekommendera ytterligare åtgärder i genomförandeplanen kopplat till dessa områden.

### 4.1 Åtgärder för att förbättra likviditeten på den finansiella marknaden för långsiktiga prissäkringar

Det är viktigt att marknadens aktörer har förutsättningar att kunna tillgodose sina behov av att hantera de ekonomiska risker som uppträder när elpriset varierar över tid. Att marknadens aktörer ska ha möjligheten att tillgodose sådana behov på marknadsmässiga grunder är en av de grundläggande principer som ska gälla för elmarknadens funktion i enlighet med elmarknadsförordningens artikel 3. Behovet kan finnas hos såväl producenter som elanvändare. Elproducenter kan vilja säkra sin intäkt på en viss nivå, exempelvis för att göra långsiktiga investeringar eller planera sin intäktsnivå gentemot motsvarande fastpriskontrakt med elanvändare. Behovet kan också finnas hos elhandlare som erbjuder fastprisavtal till slutkunderna. För elanvändare handlar det om att kunna försäkra sig om förutsägbara framtida elkostnader. För att kunna uppnå detta finns den långsiktiga prissäkringsmarknaden. Den möjliggör för aktörer att prissäkra sin produktion eller elanvändning flera år framåt i tiden. Aktörer kan också ingå bilaterala avtal för att prissäkra sin produktion eller elanvändning.

#### Det finns flera sätt att hantera prisrisk

Det finns flera sätt att hantera och säkra priset för elleveranser. För risken kring framtida prisnivåer används på de flesta marknader olika former av finansiella terminskontrakt. Det är instrument som har finansiell avräkning vilken kan

---

<sup>104</sup> Behovet av införandet av en mekanism för bristprissättning analyseras i kapitel 3 eftersom det har en direkt koppling till åtgärdslistan i artikel 20.3 elmarknadsförordningen och förslaget om förkvalificeringsprocessen hanteras i kapitel 5 eftersom det redan finns en åtgärd i genomförandeplanen om förkvalificeringsprocessen.

kombineras med fysisk anskaffning, exempelvis genom egen produktion eller genom inköp på dagen före- och intradagsmarknaden.

När ett finansiellt terminskontrakt inte avräknas till ett specifikt elområde där leveransen kommer att ske utan avräknas mot exempelvis ett referenspris kvarstår en risk för prisavvikelse. I en nordisk kontext är dessa prisavvikelse skillnaden mellan systempriset<sup>105</sup> och elområdespriset. För prissäkring av denna specifika prisrisk används i Norden så kallade *Electricity Price Area Differentials* (EPAD-kontrakt). Köparen av ett EPAD-kontrakt prissäkrar skillnaden mellan systempriset och priset i ett specifikt elområde. För att köparen ska prissäkra sin leverans i ett visst elområde köper denne ett kontrakt som är avräknat mot systempriset och ett EPAD-kontrakt. På samma sätt kan en producent prissäkra sin produktion genom att sälja ett kontrakt som är avräknat mot systempriset och sälja ett EPAD-kontrakt för det elområde där produktionen finns.

### **Ei utvärderar möjligheterna till risksäkring**

Ei ska minst vart fjärde år bedöma ifall det finns tillräckliga möjligheter till risksäkring för marknadsaktörer i svenska elområden.<sup>106</sup> Under 2021 analyserade Ei risksäkringsmöjligheterna på den svenska prissäkringsmarknaden.<sup>107</sup> Ei:s slutsats då var att likviditeten på risksäkringsmarknaden hade försämrats sedan den föregående utvärderingen som gjordes 2017. Därtill konstaterades att det inte fanns några tendenser till förbättrade risksäkringsmöjligheter i svenska elområden. Däremot gick det inte på befintligt underlag att konstatera att risksäkringsmöjligheterna i svenska elområden var otillräckliga i den mening som avses i kommissionens förordning 2016/1719 om fastställande av riktlinjer för förhandstilldelning av kapacitet (FCA-förordningen). Ei har under 2023 påbörjat en ny analys av om det finns tillräckliga möjligheter till risksäkring för marknadsaktörer i svenska elområden.<sup>108</sup>

FCA-förordningen anger att om risksäkringsmöjligheterna anses otillräckliga, ska transmissionsnätoperatören antingen utfärda överföringsrättigheter eller säkerställa att andra långsiktiga risksäkringsprodukter görs tillgängliga.<sup>109</sup> Med anledning av detta har Ei tillsammans med övriga berörda tillsynsmyndigheter och i samarbetet med ACER beslutat att transmissionsnätoperatörerna ska säkerställa att andra långsiktiga risksäkringsprodukter för överföring mellan elområden görs tillgängliga som ett stöd till marknadens funktion på följande sammanlänkningsområden: SE1–FI, SE3–FI, SE3–DK1, SE4–DK2, och SE4–LT. Ei och

---

<sup>105</sup> Systempriset är det pris som skulle råda i det nordisk-baltiska handelsområdet om det inte fanns några överföringsbegränsningar.

<sup>106</sup> Artikel 30.8 FCA-förordningen.

<sup>107</sup> Energimarknadsinspektionens ärendenummer 2020–100867.

<sup>108</sup> Energimarknadsinspektionens ärendenummer 2023–103963.

<sup>109</sup> Artikel 30.5 FCA-förordningen.

övriga berörda tillsynsmyndigheter ska efter ansökan från transmissionsnätoperatörerna pröva föreslagen.

### **Svenska kraftnät auktionerar ut EPAD-kontrakt för att förbättra likviditeten**

Under 2021 beställde Ei en konsultstudie som undersökte alternativ för att förbättra prissäkringsmöjligheterna i Sverige under befintlig marknadsstruktur med nordiska systempriskontrakt och EPAD-kontrakt. Att transmissionsnätoperatören auktionerar ut EPAD-kontrakt är den åtgärd som enligt konsultstudien medför störst samhällsekonomisk nytta. En anledning till detta är att det minskar *spreaden* mellan köp- och säljsidan. Denna åtgärd har enligt studien god potential att förbättra marknaden med befintliga finansiella produkter.<sup>110</sup>

Svenska kraftnät arbetar med att utveckla åtgärder för att öka möjligheterna till prissäkring i svenska och angränsande elområden genom ett pilotprojekt. Sedan den 7 februari 2023 genomför Svenska kraftnät regelbunden auktionering av EPAD-kontrakt. Kapaciteten som auktioneras motsvarar cirka 10 procent av överföringskapaciteten mellan områdena SE2 och SE3 respektive SE3 och SE4.<sup>111</sup>

### **Förändringar i regelverken avseende risksäkringsmarknader diskuteras**

Risksäkringsmarknaden i Norden och EU kan komma att ändras när nya risksäkringsprodukter och därmed risksäkringsmöjligheter diskuteras. I det förslag till ändringar i nuvarande elmarknadsdesign som presenterats av Europeiska kommissionen den 14 mars 2023 finns flera förslag kopplade till risksäkringsprodukter. Förslagen handlar om elköpsavtal (*Power Purchase Agreements*, PPA<sup>112</sup>), dubbelsidiga prisskillnadskontrakt (*Two-way Contract for Differences*, CfD<sup>113</sup>) och nya överföringsrättigheter med virtuella hubbar<sup>114</sup>. Det är i nuläget oklart hur de här risksäkringsverktygen kan konkurrera med eller komplettera etablerade produkter på risksäkringsmarknaden.

Andra förslag som förhandlas hos Europeiska kommissionen avser ändringar i den finansiella lagstiftningen om *over-the-counter-derivat* (OTC-derivat)<sup>115</sup>, centrala

---

<sup>110</sup> Christian Holtz, Saara Hollmén, Petr Spodniak, Dmitri Perekhodtsev, *Measures to improve risk hedging opportunities on the electricity market in Sweden – a report to the Swedish energy markets inspectorate*, 2022.

<sup>111</sup> Svenska kraftnät, "Auktionering av EPAD:s".

<sup>112</sup> PPA:er är ett elköpsavtal mellan två parter där en köpare (till exempel en stor industri) och en producent (till exempel ett vindkraftverk) kommer överens om ett pris och mängd el att handla under en viss tid, vanligtvis 10–20 år.

<sup>113</sup> CfD:er är statliga kontrakt som ska säkerställa att en producent alltid får betalt med en viss summa för den el den producerar. Kontrakten täcker mellanskillnaden mot till exempel spotpriset.

<sup>114</sup> Överföringsrättigheter med virtuella hubbar kommer att täcka mellanskillnaden i priset mellan ett elområde och en virtuell hubb som i praktiken blir en samling av flera elområden (liknande systempriset i Norden).

<sup>115</sup> OTC-derivat är derivatkontrakt vars handel inte genomförs på en reglerad marknad eller på en marknad i ett tredjeland som anses vara likvärdig med en reglerad marknad, se artikel 2.7 i Europaparlamentets och rådets förordning (EU) nr 648/2012.

motparter och transaktionsregister (EMIR)<sup>116</sup>, som syftar till att minska riskerna och öka stabiliteten på de europeiska derivatmarknaderna. Syftet med förslaget avseende EMIR är att underlätta och möjliggöra att icke-finansiella aktörer, som exempelvis marknadsaktörer på energimarknaderna, får använda staten eller bankgarantier som säkerhetskrav. Detta skulle kunna locka nya aktörer och öka likviditeten på risksäkringsmarknader. Även om den finansiella lagstiftningen inte faller direkt under Ei:s ansvarsområde är regelverken relevanta gällande risksäkringsmöjligheten på energimarknaderna. Samarbetet mellan myndigheter där respektive myndighets ansvarsområden ligger nära varandra är således särskilt viktigt.

### **EEX eventuella förvärv av Nasdaqs energiderivatverksamhet**

EEX meddelade den 20 juni 2023 att de avser att förvärva Nasdaqs europeiska verksamhet rörande energiderivat. Förvärvet kräver godkännande från konkurrensmyndigheterna och ärendet bereds nu av Europeiska kommissionen. EEX har även annonserat ett annat upplägg än det Nasdaq erbjudit i Norden. EEX förslag innebär att de vill erbjuda områdesavräknade terminskontrakt och *spread*-produkter mellan vissa elområden.<sup>117</sup>

### **Ei föreslår ingen åtgärd till genomförandeplanen**

Det är i nuläget för tidigt att utvärdera effekterna av de redan beslutade åtgärderna och kommande förändringar på marknaden, samt om dessa är tillräckliga för att säkerställa likviditeten på den finansiella marknaden för långsiktiga prissäkringar. Ei har dessutom under 2023 påbörjat en ny analys av prissäkringsmöjligheterna i enlighet med FCA-förordningen och föreslår därför inte ytterligare åtgärder avseende prissäkringsmarknaden till genomförandeplanen i denna delrapportering.

## **4.2 Behovet av incitament för att säkerställa att upphandlad balanskapacitet tillhandahålls**

Den volym balanskapacitet Svenska kraftnät ska upphandla har bestämts i metoden för dimensionering avseende frekvensåterställningsreserver<sup>118</sup> samt i metoden för dimensionering avseende frekvenshållningsreserver<sup>119</sup>. Regler för upphandlingen av dessa produkter framgår av villkoren för leverantörer av balanstjänster och balansansvariga parter i enlighet med artikel 18 i balansförordningen.<sup>120</sup>

---

<sup>116</sup> Europaparlamentets och rådets förordning (EU) nr 648/2012 av den 4 juli 2012 om OTC-derivat, centrala motparter och transaktionsregister.

<sup>117</sup> European Energy Exchange, "EEX and Nasdaq Commodities Announce Intention to Transfer Nasdaq's European Power Business to EEX".

<sup>118</sup> Energimarknadsinspektionens beslut av den 12 april 2023, ärendenummer 2022-102501.

<sup>119</sup> Energimarknadsinspektionens beslut av den 29 mars 2023, ärendenummer 2022-102494.

<sup>120</sup> Energimarknadsinspektionens beslut av den 17 maj 2023, ärendenummer 2018-100280.

## Det finns incitament för att säkerställa att upphandlad balanskapacitet tillhandahålls

Svenska kraftnät har uppgett att när budprissättning (*pay-as-bid*) tillämpades för balanskapacitet avseende frekvensåterställningsreserver med automatisk aktivering (aFRR) prissattes återköp enligt marginalpriset för aFRR-balanskapacitet för motsvarande handelsperiod. Det innebar enligt Svenska kraftnät att det för aktörer fanns incitament att hålla kapaciteten tillgänglig för Svenska kraftnät enligt avtalad volym. Detta blev följderna eftersom kostnaden för ett återköp i de flesta fall blev högre än kapacitetsersättningen för ett givet aFRR-bud. Incitament att tillhandahålla avtalad balanskapacitet fanns därmed när *pay-as-bid* användes. När Svenska kraftnät gick över till marginalprissättning (*pay-as-cleared*) för aFRR försvann detta incitament och därför infördes i stället ett påslag vid återköp för att säkerställa aktörers incitament att tillhandahålla upphandlad balanskapacitet enligt avtalad volym.<sup>121</sup>

För FCR tillämpas budprissättning (*pay-as-bid*), men marginalprissättning (*pay-as-cleared*) ska tillämpas för FCR senast från och med den 1 februari 2024. FCR upphandlas dagligen vid två tillfällen dagen innan drift sedan den 1 juni 2023.<sup>122</sup> Återköp av FCR sker till priset av det högsta avropade budet från den första och den andra upphandlingen. Detta gör att det finns en incitamentsdel på så sätt att aktörer som behöver göra ett återköp kan komma att behöva betala ett pris som är högre än det avropade budpriset. Det innebär således ett incitamentsinslag på liknande sätt som det gjorde för aFRR-balanskapacitet innan övergången till *pay-as-cleared*.<sup>123</sup> Även efter övergången till *pay-as-cleared* för FCR kommer det finnas en incitamentskomponent, i form av ett påslag vid återköp likt det påslag som gäller vid handeln med aFRR, i enlighet med de godkända villkoren enligt balansförordningens artikel 18.

## Ei föreslår ingen åtgärd till genomförandeplanen

Det är Ei:s uppfattning att det redan finns incitament för att säkerställa att marknadsaktörer tillhandahåller kontrakterad balanskapacitet. Ei bedömer därför att det inte finns skäl eller behov av att föreslå ytterligare åtgärder i genomförandeplanen relaterat till detta.

## 4.3 Arbitragemöjligheter

Den europeiska elmarknaden bygger på zonprissättning där de flesta länder har en zon per land. Sverige är till skillnad från de flesta andra länder indelat i fyra zoner, så kallade elområden. Men det finns även begränsningar i elsystemet som gör att

---

<sup>121</sup> Material från Svenska kraftnät, 2023-03-03.

<sup>122</sup> Svenska kraftnät, "Kommande förändringar för marknaden för FCR".

<sup>123</sup> För ytterligare information om återköp och hur dessa i detalj går till, se Svenska kraftnät, Balansansvarsavtal 4620-6, bilaga 3: villkor för FCR.



elen inte kan flöda helt fritt, sådana överföringsbegränsningar finns inte enbart på elområdesgränserna utan kan även finnas inom ett elområde. Eftersom alla överföringsbegränsningar därmed inte utgör elområdesgränser i dagen före- och intradagsmarknaden behöver de hanteras i ett senare skede. Prisskillnader mellan dagen före- och reglerkraftmarknaden kan uppstå när Svenska kraftnät hanterar överföringsbegränsningar genom omdirigering, det vill säga den åtgärd Svenska kraftnät vidtar för att hantera en överföringsbegränsning och därmed undvika överbelastning främst inom ett elområde.<sup>124</sup> Den prisskillnad som vi syftar på är priset i dagen föremarknaden jämfört med priset vid omdirigering<sup>125</sup>. Ett exempel på hur denna prisskillnad kan uppträda är när priset i dagen föremarknaden exempelvis är 50 euro/MWh och Svenska kraftnät därefter behöver minska överföringen på en viss plats för att nätet inte ska bli överbelastat. Svenska kraftnät ändrar då flödet i systemet genom att reglera uppåt respektive nedåt på varje sida om begränsningen. Producenten som sålt kraft till 50 euro/MWh i dagen föremarknaden köper i detta exempel tillbaka den sålda kraften av Svenska kraftnät till sitt budpris i reglerkraftmarknaden, exempelvis 20 euro/MWh. Skillnader i hur nätet representeras i marknader med olika tidshorisonter kan ge förutsättningar för arbitrage. Producenten i exemplet har då tjänat 30 euro/MWh utan att producera någon el.

### ***Hur nätet representeras i marknaden kan ge upphov till arbitragemöjligheter***

I samspelet mellan marknader och olika handelstidpunkter kan något som benämns *increase-decrease game* förekomma.<sup>126</sup> Det är en form av strategisk budgivning där aktören exempelvis säljer mer el på dagen föremarknaden och sedan återköper den till ett lägre pris när transmissionsnätoperatören avlastar överföringsbegränsningen genom omdirigering. Holmberg et al konstaterar att *increase-decrease game* är en arbitragestrategi som inte tas bort genom att förbättra konkurrensen i marknaden.<sup>127</sup> Sarfatiti et al studerar *increase-decrease game* vid ofullständig konkurrens och drar slutsatsen att strategin drastiskt kan öka vinsten

---

<sup>124</sup> Omdirigering definieras i elmarknadsförordningen artikel 2 som: "en åtgärd, inbegripet begränsning av tilldelad kapacitet som aktiveras av en eller flera systemansvariga genom att ändra produktionsmönstret eller belastningsmönstret, eller båda, för att ändra fysiska flöden i elsystemet och minska en fysisk överbelastning eller på annat sätt säkerställa systemsäkerhet".

<sup>125</sup> Den relevanta prisskillnaden skulle kunna vara mellan Svenska kraftnäts regleringsåtgärd och en annan marknad men för enkelhetsskull refererar vi till dagen föremarknaden där den största handeln sker idag.

<sup>126</sup> Strategin kan studeras vidare i till exempel Hirth Lion, Ingmar Schlecht, Maurer och Tersteegen Bernd, *Cost- or market-based? Future redispatch procurement in Germany Conclusions from the project*, 2019, Sarfati Mahir, Hesamzadeh Mohammad Reza och Holmberg Pär, *Increase-Decrease Game under Imperfect Competition in Two-stage Zonal Power Markets – Part I: Concept Analysis*, 2018 och Holmberg Pär och Lazarczyk Ewa, *Comparison of Congestion Management Techniques: Nodal, Zonal and Discriminatory Pricing*, 2015.

<sup>127</sup> Holmberg Pär och Lazarczyk Ewa, *Comparison of Congestion Management Techniques: Nodal, Zonal and Discriminatory Pricing*, 2015.

för en producent som är exportbegränsad.<sup>128</sup> Hirth et al har visat att strategin ur aktörens perspektiv kan vara framgångsrik även i avsaknad av marknadsmakt.<sup>129</sup> Om aktören lyckas i sin strategi innebär det att denne gör en vinst motsvarande prisskillnaden i dagen före marknaden och priset för omdirigeringen utan att producera energi.

Aktörens arbitragemöjlighet är beroende av hur pass förutsägbart behovet av omdirigering är. Ett omdirigeringsbehov som uppträder ofta och är lätt att förutse ökar således möjligheterna för aktörer att nyttja denna typ av strategi.

### **Effekter av *increase-decrease game***

Om möjligheten till denna typ av arbitrage nyttjas kan det ge effekter på kort såväl som lång sikt. På kort sikt stimuleras ökad produktion på platser inom elområdet där det redan finns ett överskott. På motsvarande sätt kan konsumtionsviljan öka i underskottsdelen av ett elområde och på så vis förvränga prissignalen. På lång sikt främjas investeringar i produktion på platser inom området där det redan råder ett överskott, det vill säga investeringsincitamenten störs. Ett strategiskt agerande i likhet med *increase-decrease game* skulle vidare kunna öka risken för att större volymer omdirigering blir nödvändig för att hantera överföringsbegränsningar. Ökade volymer av omdirigering medför en inkomstöverföring från nätkunder till de aktörer som deltar i omdirigeringen på grund av att de kostnader som uppkommer påverkar tariffen som nätkunder betalar.

*Increase-decrease game* har förekommit på flera marknader. På grund av de negativa effekterna av budgivningsstrategin har dessa följts av förändringar i marknadsdesignen eller regulatoriska ingripanden. Två exempel på elmarknader där detta skett är i Kalifornien och på gränsen mellan Skottland och England. I Kalifornien ändrades marknadsdesignen från zonprissättning till nodprissättning. På gränsen mellan Skottland och England infördes regler vilket innebär att aktören ska buda enligt marginalkostnad.<sup>130</sup>

### ***Increase-decrease game* kan motverkas på olika sätt**

Ei konstaterar att det finns olika alternativ för att motverka denna typ av regeldriven arbitragemöjlighet.

---

<sup>128</sup> Sarfati Mahir, Hesamzadeh Mohammad Reza och Holmberg Pär. *Increase-Decrease Game under Imperfect Competition in Two-stage Zonal Power Markets – Part I: Concept Analysis*. Working Paper No. 1253. Institutet för näringslivsforskning, 2018.

<sup>129</sup> Hirth, Lion; Schlecht, Ingmar, *Market-Based Redispatch in Zonal Electricity Markets: Inc-Dec Gaming as a Consequence of Inconsistent Power Market Design (not Market Power)*, 2019.

<sup>130</sup> Hirth Lion och Schlecht Ingmar, *Market-Based Redispatch in Zonal Electricity Markets: The Preconditions for and Consequence of Inc-Dec Gaming*, 2020.

På lång sikt kan överföringsbegränsningar mildras eller elimineras genom att förstärka nätet. På något kortare sikt skulle en möjlig lösning vara att omdefiniera elområdena så att nätet internaliseras i energihandeln genom att definiera en elområdesgräns där överföringsbegränsningen finns.<sup>131</sup> Det pågår just nu en översyn av elområdesindelningen inom EU.<sup>132</sup> Översynen ska mynna ut i ett förslag till indelning i elområden, vilket kan vara att behålla den befintliga indelningen eller innebära en förändrad elområdesindelning, se avsnitt om elområdesöversynen på sidan 36. Eftersom elområdesindelningen redan hanteras i översynen föreslås ingen åtgärd kopplat till elområdesindelningen i genomförandeplanen.

Artikel 13.d<sup>133</sup> i elmarknadsförordningen öppnar för att använda icke-marknadsbaserad omdirigering. Det kan aktualiseras om arbitrageproblem konstateras och medlemsstaten har antagit en handlingsplan för att hantera denna överbelastning eller säkerställer att den tillgängliga minimikapaciteten för handel mellan elområden är i enlighet med artikel 16.8 i elmarknadsförordningen. Det är en förändring som skulle innebära ett stort ingripande i dagens marknadsdesign och Ei bedömer i nuläget inte att ett sådant ingripande är motiverat.

I en nyligen publicerad rapport<sup>134</sup> lyfts ett annat alternativ fram. Alternativet innebär att när Svenska kraftnät upphandlar produktion i bristområden och betalar en premie utöver priset på dagen föremarknaden under omdirigering bör motsvarande premie även betalas ut till annan produktion i bristområdet, också till sådan produktion som redan har sålts på elbörsen. Enligt rapporten har en invändning varit att förslaget eventuellt skulle kunna bryta mot artikel 13.2 i elmarknadsförordningen. Författarna drar slutsatsen att det inte gör det eftersom det inte påverkar hur priset sätts på balansmarknaderna.<sup>135</sup> Ei har inte tagit ställning till om ett sådant förslag är i enlighet med elmarknadsförordningen men anser att det kan vara relevant att analysera vidare om arbitrageproblem konstateras.

---

<sup>131</sup> Vilket är en möjlig lösning som också lyfts fram i Sarfati Mahir, Hesamzadeh Mohammad Reza och Holmberg Pär, *Increase-Decrease Game under Imperfect Competition in Two-stage Zonal Power Markets – Part I: Concept Analysis*, 2018.

<sup>132</sup> Regler för hur översynen ska gå till anges i elmarknadsförordningen artikel 14. Ytterligare information om den pågående processen finns på Svenska kraftnäts hemsida.

<sup>133</sup> Artikel 13.d lyder: "Den aktuella nätsituationen leder till överbelastning på ett så regelbundet och förutsebart sätt att marknadsbaserad omdirigering skulle innebära regelbunden strategisk budgivning, vilket skulle öka den interna överbelastningsnivån, och den berörda medlemsstaten har antagit en handlingsplan för att hantera denna överbelastning eller säkerställer att den tillgängliga minimikapaciteten för handel mellan elområden är i enlighet med artikel 16.8".

<sup>134</sup> Holmberg Pär och Tangerås Thomas P, *En teknikneutral elmarknad – med en effektiv elmarknadsdesign och nättariffstruktur*, 2023.

<sup>135</sup> Holmberg Pär och Tangerås Thomas P, *En teknikneutral elmarknad – med en effektiv elmarknadsdesign och nättariffstruktur*, 2023.

Den pågående framväxten av lokala flexibilitetsmarknader runt om i Sverige kan potentiellt öka möjligheterna för aktörer att agera strategiskt. Övervakning av flera marknader vars utfall är beroende av varandra kommer därför att bli alltmer viktig för att säkerställa välfungerande marknader i takt med att lokala flexibilitetsmarknader etableras ytterligare. Övervakningen i sig eliminerar inte problematiken men kan ha en motverkande effekt.

### Övervakning enligt REMIT-förordningen

Enligt ACER är Europaparlamentets och rådets förordning (EU) 1227/2011 av den 25 oktober 2011 om integritet och öppenhet på grossistmarknaderna för energi (REMIT-förordningen) relevant för *increase-decrease game*. *Increase-decrease game* innebär åtgärder på flera marknader som kan innebära beteenden som potentiellt kan leda till marknadsmissbruk. Handelsstrategin som beskrivs ovan kan därför vara olaglig och utgöra otillbörlig marknadspåverkan i enlighet med REMIT-förordningen.<sup>136</sup>

Enligt REMIT-förordningen är det personer som yrkesmässigt utför transaktioner med grossistenergi produkter, så kallade PPAT (*Persons Professionally Arranging Transactions*), som ska övervaka de marknader de arrangerar. De ska dessutom utan dröjsmål meddela den nationella tillsynsmyndigheten när de har rimliga skäl att misstänka att en transaktion kan utgöra en överträdelse av förbudet mot insiderhandel eller förbudet mot otillbörlig marknadspåverkan.<sup>137</sup> Eftersom varje PPAT endast är skyldig att övervaka den eller de marknader de själva arrangerar innebär detta att det inte finns krav i REMIT-förordningen på övervakning av flera marknader tillsammans. Detta innebär att ingen av dessa parter har ansvar över samspelet mellan marknader. Ei har det övergripande tillsynsansvaret för REMIT-förordningen i Sverige. Ei har därmed en roll i att följa marknadens utveckling och anpassar arbetet utefter förändringar i den mån det är nödvändigt. Övervakning av affärer som rör flera medlemsstater hanteras företrädesvis av ACER som ensam har tillgång till data från alla länder och marknader i Europa med undantag av data från balansmarknaderna som i nuläget inte behöver rapporteras in löpande, men kan begäras ut vid behov.<sup>138</sup> Om ACER genom sin övervakning får misstanke om otillbörlig marknadspåverkan analyseras detta och rapporteras till tillsynsmyndigheterna i berörda länder som kan utreda händelsen vidare.

I det förslag till reform av elmarknadens design som Europeiska kommissionen presenterade den 14 mars 2023 föreslogs bland annat ändringar i REMIT-förordningen. Förslaget på ändringar i REMIT-förordningen innehåller bland

---

<sup>136</sup> ACER, *REMIT Quarterly issue No. 24/ Q1 2021*.

<sup>137</sup> Artikel 15 REMIT-förordningen.

<sup>138</sup> Se artikel 4 d) i kommissionens genomförandeförordning (EU) 1348/2014 av den 17 december 2014 om rapportering av uppgifter för att genomföra artikel 8.2 och 8.6 i Europaparlamentets och rådets förordning (EU) nr 1227/2011 om integritet och öppenhet på grossistmarknaderna för energi.

annat förslag på att även data från balansmarknaderna ska rapporteras löpande samt tydligare rapportering av affärer mellan kopplade marknader. Förslaget innebär också att ACER får större befogenheter att utreda ärenden som rör flera länder samt krav på att länderna inom EU har mer likvärdiga sanktioner för regelöverträdelser.

Ei anser att det är av stor vikt att de aktörer som är PPAT har inrättat en effektiv övervakning i enlighet med REMIT-förordningen. Med anledning av detta har Ei förelagt att Svenska kraftnät senast den 31 december 2023 ska inrätta och underhålla effektiva system och förfaranden för att identifiera transaktioner på balansmarknaden som kan ha utförts på ett sätt som innebär att överträdelser av förbudet mot insiderhandel och förbudet mot otillbörlig marknadspåverkan kan ha skett.<sup>139</sup> Eftersom produkter för tillhandahållande av efterfrågefleksibilitet faller inom ramen för REMIT-förordningen uppmanar Ei därför även de som driver eller planerar att etablera lokala marknadsplatser för flexibilitet att, om de inte redan gjort detta, se över om de träffas av PPAT-skyldigheterna i REMIT-förordningen.

#### **Ei föreslår ingen åtgärd till genomförandeplanen**

*Increase-decrease game* är en typ av arbitragemöjlighet som i detta sammanhang kopplar till hur nätet är representerat i olika tidshorisonter, det vill säga i vilken utsträckning överföringsbegränsningar ligger på en elområdesgräns i olika tidshorisonter. Det pågår en översyn av elområdena i EU varför Ei bedömer att en åtgärd kopplat till översynen i sig inte bör ingå i genomförandeplanen.

Framväxten av lokala flexibilitetsmarknader kan potentiellt öka arbitragemöjligheterna för aktörer. Övervakningens komplexitet kan antas öka genom att ytterligare marknader tillkommer. Ei understryker här vikten av att de som har rollen som PPAT säkerställer en effektiv övervakning. Eftersom arbitrage i den mån det utgör otillbörlig marknadspåverkan enligt REMIT-förordningen hanteras inom ramen för den löpande marknadsövervakningen som Ei bedriver bedömer Ei inte att det finns skäl eller behov av att föreslå ytterligare åtgärder till genomförandeplanen kopplat till detta.

#### **4.4 Svenska kraftnäts åtgärder i rapporten Stödtjänster och avhjälpande åtgärder i ett energisystem under förändring**

Nedanstående tio åtgärder presenteras i Svenska kraftnäts rapport *Stödtjänster och avhjälpande åtgärder i ett energisystem under förändring*. Några av dem är sådana som också återfinns i Ei:s förslag till genomförandeplan från 2020. Avskaffandet av kostnadsbaserade bud är en sådan åtgärd som också är genomförd av Svenska kraftnät. Övergång till marginalprissättning (*pay-as-cleared*) för FCR fanns med i

---

<sup>139</sup> Energimarknadsinspektionen beslut av den 21 april 2022, ärendenummer 2022–102396.

förslaget från 2020 genom rekommendationen att det bör utredas om tillämpningen av budprissättning (*pay as bid*) vid prissättning inom ramen för FCR-N och FCR-D är den mest ändamålsenliga prissättningsmetoden. Åtgärden ingår i genomförandeplanen och Ei följer upp att prissättningen av FCR är ändamålsenlig i kapitel 5.

Nedanstående åtgärder föreslås i Svenska kraftnäts rapport. För att följa upp om samtliga åtgärder är genomförda har Ei hämtat in information från Svenska kraftnät.<sup>140</sup>

- 1 **Svenska kraftnät ska initiera ett arbete för att ta fram och publicera prognoser avseende Svenska kraftnäts behov av stödtjänster och avhjälpande åtgärder i överföringssystemet på 1–5 års sikt.** För att förbättra transparensen och möjligheten för marknadsaktörer att erbjuda stödtjänster avser Svenska kraftnät att ta fram prognoser avseende behovet av detta. Prognoserna kommer att utvecklas över tid vad gäller såväl detaljeringsgrad som omfattning. Första versionen av prognosen är publicerad i Svenska kraftnäts rapport *Kortsiktig marknadsanalys 2022, analys av kraftsystemet 2023–2027*(KMA 2022). Prognosen gäller för perioden 2023–2027 och omfattar behovet av FFR och FCR samt utvecklingen för rotationsenergin i kraftsystemet och andelen kraftelektronikansluten produktion. Åtgärden är således genomförd av Svenska kraftnät, men utvecklingspotential för prognoserna finns.
- 2 a) **Avskaffande av kostnadsbaserade bud för FCR.** Krav på kostnadsbaserade bud för FCR är avskaffat sedan den 1 januari 2022. Åtgärden är genomförd.  
b) **Övergång till marginalprissättning (*pay-as-cleared*) för FCR.** För FCR tillämpas budprissättning (*pay-as-bid*), men en övergång till marginalprissättning (*pay-as-cleared*) ska ske senast från och med den 1 februari 2024.<sup>141</sup> Åtgärden ingår redan i genomförandeplanen och Ei följer upp den i kapitel 5.
- 3 **Införande av stödtjänsten FCR-D nedreglering.** Stödtjänsten ska användas för att hantera överfrekvenser i kraftsystemet och aktiveras vid driftstörning i frekvensintervallet mellan 50,1 och 50,5 Hz. Åtgärden är genomförd av Svenska kraftnät den 1 januari 2022 då de började anskaffa FCR-D nedreglering.
- 4 **Översyn av FFR och utredning av ersättning för rotationsenergi.** En översyn på nordisk nivå avseende FFR ska genomföras. Enligt Svenska kraftnät bör målbilden vara att utforma en modell för en gemensam upphandling av FFR samt mekanisk rotationsenergi och snabb frekvensreglering. De nordiska transmissionsnätoperatörerna har gemensamt, inom ramen för Nordiska

---

<sup>140</sup> Material från Svenska kraftnät 2023-05-03.

<sup>141</sup> Framgång av Energimarknadsinspektionens beslut av den 26 maj 2022, ärendenummer 2019–103032.

analysgruppen (NAG), under 2023 inlett en initial förstudie kring vilka tekniska nyttor för kraftsystemet en ytterligare snabb frekvensreglering i form av en dynamisk FFR skulle innebära. Svenska kraftnät kommer under hösten 2023 att påbörja ett utredningsarbete kring behovet och utvecklingen av snabba frekvensreserver och ekonomisk ersättning för rotationsenergi.<sup>142</sup> Eftersom Svenska kraftnät har en pågående utredning kring denna åtgärd har Ei valt att inte utreda detta vidare utan vi kommer avvakta utredningen och följa upp vad Svenska kraftnät kommer fram till.

- 5 **Lista på flexibla resurser för omdirigering och motköp.** I dagsläget används mFRR-balansenergi för omdirigering och motköp. De tekniska kraven för mFRR kommer att skärpas i samband med införandet av en europeisk standardprodukt<sup>143</sup> samtidigt som behoven av omdirigering och motköp förväntas öka. Mot den bakgrunden ser Svenska kraftnät det som viktigt att få tillgång till ytterligare resurser som inte kan uppfylla kraven för mFRR. Hanteringen av resurser som inte kan uppfylla kraven för mFRR är en del av pågående arbete i den nya nordiska balanseringsmodellen (de nordiska transmissionsnätoperatörernas projekt *Nordic Balancing Model*, NBM). Genomförandet av NBM har försenats och Svenska kraftnät har meddelat Ei att de behöver återkomma med hur detta påverkar arbetet. Relaterat till omdirigering och motköp upphandlade Svenska kraftnät tre anläggningar för vintern 2022/2023. Nu pågår arbete med att se över behoven framöver. Ei kommer följa utvecklingen avseende denna åtgärd.
- 6 **Reaktiv effektkomponent i nättariffen.** Inom ramen för Svenska kraftnätets pågående tarifföversyn tas ett förslag fram för att inkludera reaktiv effektkompensering i tariffen. Svenska kraftnät har meddelat Ei att åtgärden är försenad och införs tidigast den 1 januari 2025.
- 7 **Införande av icke-frekvensrelaterad stödtjänst med administrativt fastställd ersättning för spänningsreglering.** Svenska kraftnät beskriver i rapporten att de har tagit fram ett förslag på teknisk utformning av icke-frekvensrelaterade stödtjänster för spänningsreglering men att förslaget behöver vidareutvecklas och förankras. Svenska kraftnät har meddelat Ei att utformningen av stödtjänsten kommer att behöva arbetas om och ny projektplan ska tas fram under 2023.
- 8 **Pilotprojekt för marknadsmässig anskaffning av reaktiv effekt.** Målet är att ett pilotprojekt ska ge ökad förståelse gällande möjligheten att anskaffa en given volym reaktiv effekt genom prissättning som bestäms av marknaden.

---

<sup>142</sup> Svenska kraftnät, "Behovsutredning av frekvensstabilitet över korta tidsskalor".

<sup>143</sup> En europeisk standardprodukt avseende mFRR ska införas när Svenska kraftnät ansluter till den europeiska balanseringsplattformen för utbyte av manuella frekvensåterställningsreserver (MARI), enligt ACER:s beslut (ACER Decision 03/2020 samt ACER Decision 14/2022).

Enligt rapporten skulle behovsidentifiering och utformning av pilotprojektet genomföras 2022 med målet att kunna genomföra upphandlingar 2023. Svenska kraftnät har meddelat Ei att åtgärden inte är genomförd än och att man inväntar behovsanalysen.

- 9 **Införande av driftavtal.** Syftet med åtgärden är enligt Svenska kraftnät att införa ett driftavtal som skapar tydlighet mellan olika parter gällande när och hur olika förmågor ska användas, exempelvis i vilket systemdrifttillstånd. Ett utredningsarbete för att ta fram en ny avtalsstruktur skulle inledas under hösten 2021. Svenska kraftnät har meddelat Ei att åtgärden är pågående och de planerar att ha en förstudie klar för driftavtal i mitten av 2024.
- 10 **Icke-frekvensrelaterad stödtjänst med administrativt fastställd ersättning för felströmsinmatning.** Svenska kraftnät ska utreda hur ersättningsmodeller för felströmsinmatning kan se ut. Samråd med branschen och vidareutveckling av förslaget planerades under 2023 och fram tills dess sker förberedande utredningsarbete. Svenska kraftnät har meddelat Ei att förberedande utredningsarbete pågår och att en teknisk behovsanalys är planerad att starta under andra halvan av 2023. Åtgärden är således pågående.

#### **Ei föreslår ingen åtgärd till genomförandeplanen**

Ei föreslår ingen åtgärd till genomförandeplanen som följd av de åtgärder som tas upp i Svenska kraftnäts rapport. Inom ramen för Ei:s ordinarie arbete kommer Ei att följa utvecklingen för de åtgärder som ännu inte är genomförda av Svenska kraftnät.



# 5 Uppföljning av åtgärderna i genomförandeplanen

I *Genomförandeplan för att förbättra elmarknadens funktion* föreslog Ei åtgärder för att förbättra elmarknadens funktion. I rapporten *Uppföljning av genomförandeplanen med tidsplan för att förbättra elmarknadens funktion* följde Ei upp de nio åtgärder som regeringen beslutat ska ingå i genomförandeplanen. De sju åtgärder som ännu inte var genomförda när Ei presenterade rapporten 2022 följs upp i detta avsnitt. Uppföljningen för respektive åtgärd syftar till att besvara om den är genomförd och i så fall när eller i annat fall om det kvarstår eller har uppstått några hinder för genomförandet sedan 2022 års rapport. De åtgärder som inte är genomförda vid denna uppföljning kommer att följas upp i nästa års avrapportering.

## 5.1 Ei:s arbete med 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 är genomförd för 2023

Åtgärden är genomförd för 2023. Ei föreslår att de åtgärder som konkretiserats i kapitel 3.5 ersätter denna åtgärd. Detta eftersom Europeiska kommissionen har framfört<sup>144</sup> att det är svårt att bedöma vilka framsteg som gjorts då det saknas fastställda mätbara mål avseende den åtgärd i genomförandeplanen som innebär att Ei:s arbete med efterfrågefleksibilitet ska följas upp. Ei instämmer i detta, och har därför också valt att konkretisera åtgärder kopplade till efterfrågefleksibilitet i kapitel 3.5 och föreslår en ny åtgärd. Dessutom rapporterar Ei i flera andra sammanhang om Ei:s aktiviteter och åtgärder kopplade till efterfrågefleksibilitet. Ei rekommenderar alltså att åtgärden om att följa upp Ei:s arbete med efterfrågefleksibilitet fortsättningsvis inte ingår i genomförandeplanen.

### Flera åtgärdsförslag lämnade i regeringsuppdrag

Ei har under 2022/2023 arbetat med ett regeringsuppdrag att främja ett mer flexibelt elsystem. Ei samordnar uppdraget som sker i samarbete med Energimyndigheten, Svenska kraftnät och Swedac. Uppdraget<sup>145</sup> består av fem

<sup>144</sup> Europeiska kommissionen, "Kommissionens yttrande av den 1 september 2023 i enlighet med artikel 20.5 i förordning (EG) 2019/943 om Sveriges genomförandeplan".

<sup>145</sup> Regeringskansliet, "Uppdrag att främja ett mer flexibelt elsystem".

deluppdrag där fyra har redovisats i april 2023<sup>146</sup> och det femte kommer att slutredovisas i december 2023. Som redan nämnts i kapitel 3.5 ska det femte deluppdraget mynna ut i en gemensam handlingsplan.

Inom det andra deluppdraget<sup>147</sup> som handlar om att främja flexibilitet på slutkundsmarknaden har Ei identifierat 13 åtgärdsförslag för att förbättra möjligheterna för konsumenterna<sup>148</sup> att delta på marknaderna genom efterfrågeflexibilitet. Åtgärdsförslagen presenteras i rapporten *Konsumenter och efterfrågeflexibilitet – en nulägesbeskrivning och åtgärdsförslag för ökad flexibilitet*.<sup>149</sup> Ei arbetar just nu aktivt med fem av åtgärdsförslagen och planerar att inleda arbetet med ytterligare sju åtgärdsförslag under 2024. Åtgärden som avser stöd för smart styrning bedöms ligga under Energimyndighetens ansvarsområde. En av åtgärdena där arbete pågår innebär att Ei följer utvecklingen av konsumenters flexibilitet, konsumenters möjligheter att bidra med flexibilitet samt aggregatorernas affärsmetoder och förutsättningar. Ei ska utföra tillsyn över efterlevnaden av de regler som bedöms särskilt centrala för efterfrågeflexibilitet. Som en del av åtgärden ingår bland annat att ta fram nyckeltal för att följa utvecklingen av konsumenternas flexibilitet. Ei avser att göra en analys kring vilka nyckeltal som är mest lämpliga för att följa konsumenternas efterfrågeflexibilitet över tid. Ei rekommenderar att dessa nyckeltal fortsatt återkommande följs upp i projektet EFFEKT-dialogen.

Inom det tredje deluppdraget<sup>150</sup> som handlar om flexibilitet på lokal nivå och redovisades genom i rapporten *Flexibilitet i distributionsnäten- förutsättningar för ett effektivt nätutnyttjande* har Ei identifierat att utvecklingen av lokala flexibilitetsmarknader och distributionsnätsföretagens användning av andra flexibilitetslösningar bör följas. Inom detta område föreslås dock inga specifika åtgärder eftersom många av de utmaningar som identifierats förväntas behandlas i den kommissionsförordning för efterfrågeflexibilitet som följer av artikel 59 (1)(e) i elmarknadsförordningen. Den europeiska organisationen för elnätsföretag (EU DSO Entity) och ENTSO-E höll ett offentligt samråd<sup>151</sup> avseende förslaget till kommissionsförordning för efterfrågeflexibilitet från den 29 september 2023 till den 10 november 2023. Den nya kommissionsförordningen förväntas träda i kraft

---

<sup>146</sup> Energimarknadsinspektionen, "Regeringsuppdrag överlämnat: Många åtgärder föreslås för att främja flexibilitet i elsystemet".

<sup>147</sup> Energimarknadsinspektionen, *Konsumenter och efterfrågeflexibilitet - En nulägesbeskrivning och åtgärdsförslag för ökad flexibilitet*, Ei R2023:04.

<sup>148</sup> I linje med ellagen (1997:857) fokuserar deluppdraget på "konsument" som "en fysisk person till vilken el överförs eller levereras huvudsakligen för ändamål som faller utanför näringsverksamhet".

<sup>149</sup> Energimarknadsinspektionen, *Konsumenter och efterfrågeflexibilitet - En nulägesbeskrivning och åtgärdsförslag för ökad flexibilitet*, Ei R2023:04.

<sup>150</sup> Energimarknadsinspektionen, *Flexibilitet i distributionsnäten - förutsättningar för effektivt nätutnyttjande*, Ei R2023:05.

<sup>151</sup> ENTSO-E, "DSO Entity & ENTSO-E Public consultation on Network Code for Demand Response".

vintern 2024/2025. Med anledning av detta har Ei ett aktivt engagemang i arbetet med kommissionsförordningen genom deltagande i ACER:s arbetsgrupper.

En åtgärd som lyfts i flera deluppdrag är införandet av en elmarknadshubb. En sådan elmarknadshubb skulle kunna underlätta för utvecklingen av efterfrågeflexibilitet på många plan. Till exempel skulle en elmarknadshubb kunna samla och tillhandahålla mätdata från olika resurser och aktiviteter på ett effektivt sätt. I situationer där det finns flera elhandlare eller aggregatorer som är aktiva i en inmatnings-/uttagspunkt kan en elmarknadshubb minska den administrativa bördan för dessa, och även för elnätsföretag, konsumenter och producenter. En elmarknadshubb skulle kunna erbjuda ett användargränssnitt där enskilda konsumenter och producenter kan få viktig information för att värdera sin energianvändning och flexibilitetspotential.

### **Ei:s arbete med att främja efterfrågeflexibilitet**

Utöver de åtgärder som tas upp i regeringsuppdraget arbetar Ei på flera plan för att främja efterfrågeflexibilitet. Bland annat arbetar Ei riktat till konsumenter genom att förbättra prisjämförelseverktyget elpriskollen.se med fokus på flexibilitet, till exempel genom att ge bättre möjligheter att jämföra timprisavtal och förbättra informationen om flexibilitet. Under året har även informationen om smart styrning och energieffektivisering förbättrats på elpriskollen.se. Ei har också arbetat för att öka myndighetens kunskap och förståelse om marknadsaktörernas incitament, hinder och arbete för att aktivt främja konsumenternas möjligheter att bidra med efterfrågeflexibilitet. Ei har därtill under 2023 tagit fram förbättrad information om efterfrågeflexibilitet för konsumenter genom nyheter och uppdaterade sidor på ei.se.

Ei arbetar med att främja efterfrågeflexibilitet genom dialog för kunskapsutbyte och innovation. Detta sker främst via projektet EFFEKT-dialogen som syftar till att underlätta informationsutbyte, främja dialogen mellan olika aktörer på energiområdet och att hitta lösningar som bidrar till ökad efterfrågeflexibilitet och förbättrad kapacitet i elnäten. Under 2023 har EFFEKT-dialogen hittills genomfört två digitala seminarier om flexibilitet i elsystemet och konsumentperspektiv på efterfrågeflexibilitet.

Inom ramen för EFFEKT-dialogen sker visst internationellt arbete genom att Ei deltar i en arbetsgrupp inom International Smart Grid Action Network (ISGAN). Under 2022 tog Ei fram två informationsblad som handlar om metoder för

kunddialog och utformning av stöd till konsumenter, de publicerades på ISGAN:s webbplats under 2023.<sup>152</sup>

Ei avser att inrätta ett innovationscenter för att skapa bättre möjligheter för marknadsaktörer att få vägledning i regelverk. Detta initiativ kommer från ett projekt om regulatoriska sandlådor.<sup>153</sup>

Vidare genomför Ei olika aktiviteter kopplade till ett effektivt nätnyttjande. Hit hör exempelvis utveckling av metoden för fastställandet av nätföretagens intäktsramar med syfte att vara i linje med de bestämmelser som finns vad gäller att ta hänsyn till i vilken utsträckning flexibilitetstjänster används och förbättrar effektiviteten i nätverksamheten.<sup>154</sup> Ei har uppdaterat det befintliga incitamentet för jämn belastning som bidrar till effektivt nätutnyttjande i intäktsramsregleringen.<sup>155</sup> Ei arbetar även med att ta fram forskrifter gällande nätutvecklingsplaner för distributionsnätsföretag. Ei har skickat ut ett förslag på föreskrifter under hösten 2023. De nya reglerna föreslås träda i kraft den 1 februari 2024 och planen är att de första nätutvecklingsplanerna för åren 2025–2034 ska lämnas in till Ei senast den 31 december 2024.

Ei genomför årligen en undersökning gällande tjänster för efterfrågefleksibilitet.<sup>156</sup> Resultatet av 2022 års undersökning är att elnätsföretag inte ställer omotiverade tekniska krav eller villkor som hindrar tillhandahållandet av efterfrågefleksibilitet. Årets undersökning omfattar 15 företag. Ei bedömer att de tekniska krav eller villkor som hittills framkommit är motiverade med hänsyn till en säker, tillförlitlig och effektiv drift av elnätet. Ei planerar att publicera den årliga rapporten i slutet av året.

Ei följer och analyserar nätföretagens metoder för anskaffning av flexibilitetstjänster. I rapporten *Villkorade avtal* har Ei analyserat vilken roll villkorade anslutningsavtal kan fylla i att bidra till ett effektivt nyttjande av elnätet och vilka konsekvenser det medför att använda dem.<sup>157</sup> Ei har också utrett hur villkorade avtal förhåller sig till andra verktyg som elnätsföretag har att använda och som beskrivs i regelverken.

---

<sup>152</sup> Se ISGAN, "Methods for customer dialogue" och ISGAN, "Possible Design Elements of Consumer Support Schemes".

<sup>153</sup> Energimarknadsinspektionen, *Innovationscenter och regulatoriska sandlådor - Modellförslag och implementering för energimarknaderna i Sverige*, Ei R2023:03.

<sup>154</sup> Se Ellagen 5 kap. 12 a §.

<sup>155</sup> Energimarknadsinspektionens föreskrifter om vad som avses med kvaliteten i nätverksamheten och vad som avses med ett effektivt utnyttjande av elnätet vid fastställande av intäktsram EIFS 2023:06.

<sup>156</sup> Energimarknadsinspektionen, *Tjänster för efterfrågefleksibilitet*, Ei R2022:15.

<sup>157</sup> Energimarknadsinspektionen, *Villkorade avtal*, Ei R2023:08.

## 5.2 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 delvis genomförd

I rapporten *Uppföljning av genomförandeplan med tidsplan för att förbättra elmarknadens funktion* konstaterade Ei att Svenska kraftnät inte hade redovisat hur aktivering av balansenergi som genomförs av andra skäl än balansering påverkar priserna på balansenergi eller avräkningen av aktörers obalanser på den svenska eller nordiska elmarknaden. Svenska kraftnät har fortfarande inte redovisat detta och åtgärden är inte genomförd avseende denna del. 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 transmissionsnätoperatörer.

Prissättningen av bud som aktiveras av andra skäl än för balansering har under 2023 analyserats och prövats av Ei. Åtgärden är därmed genomförd avseende denna del.

### Det är ännu inte klarlagt hur priser eventuellt påverkas

Ei rekommenderade i förra årets rapport att Svenska kraftnät bör ges i uppdrag att redovisa åtgärden. Ei ansåg även att 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. Svenska kraftnät har ännu inte redovisat 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. Ei har därför återigen bett Svenska kraftnät om denna redovisning.

Svenska kraftnät har redovisat statistik över regleringar i Sverige. Denna data är emellertid inte tillräcklig för att analysera konsekvenserna av ensidiga specialregleringar. Svenska kraftnät har meddelat att de endast har tillgång till historisk information om svenska bud och aktiveringar och att de därmed inte kan dela motsvarande information från de andra nordiska transmissionsnätoperatörerna. Vidare har Svenska kraftnät bett Ei vända sig till sina motsvarigheter i Norden för att få tillgång till data från andra

transmissionsnätoperatörer.<sup>158</sup> Tillgång till den nödvändiga statistiken skulle dock inte vara tillräcklig då åtgärden innebär att Svenska kraftnät ska visa hur priserna på balansenergi och avräkningen av aktörers obalanser påverkas.

### **Bud som används för omdirigering får inte fastställa priset på balansenergi**

Enligt Svenska kraftnät är det alltid de dyraste aktiverade buden under timmen som kategoriseras som aktiverade av andra skäl än balansering. Svenska kraftnät har vidare anfört att aktiveringar av mFRR-balansenergibud som genomförts av andra skäl än balansering prissätts med budprissättning (*pay-as-bid*) och att det därför inte påverkar reglerkraftspriset. Eftersom denna princip gäller i hela Norden, ser Svenska kraftnät ingen orsak till att analysera detta vidare i dagsläget. Ei anser att Svenska kraftnäts slutsats inte är heltäckande. Att principen för prissättning av dessa regleringar enligt Svenska kraftnät gäller i hela Norden anser Ei inte vara ett skäl att avstå från att analysera potentiella konsekvenser. När en reglering är en del i en omdirigeringsaffär kan det inte uteslutas att regleringen i den andra riktningen fastställer priset på balansenergi, vilket om det skulle ske inte är förenligt med elmarknadsförordningens artikel 13.2. Där anges att bud på balansenergi som används för omdirigering inte ska fastställa priset på balansenergi. Som Ei tidigare beskrivit kan en ensidig specialreglering leda till att frekvensen i elsystemet påverkas. Det kan leda till att reglering i den andra riktningen görs i form av en balansreglering. Detta får då potentiellt effekt på priset i balansregleringsriktningen, och skulle dessutom kunna vara prissättande.

Obalanspriset kan påverkas väsentligt vid situationer med relativt höga priser. Ett exempel är om Svenska kraftnät gör en ensidig nedreglering som har frekvenspåverkan. Om elsystemet redan var underbalanserat innebär det att mer uppreglering i form av balansenergi blir nödvändig för att bringa elsystemet i balans. Om den ytterligare uppreglering som krävs måste göras till ett högre pris leder det till att reglerkraftspriset höjs och obalanspriset likaså.

Ei har haft en pågående dialog med Svenska kraftnät om balansmarknaden och hur den fungerar vid framtagandet av denna rapport. I detta sammanhang har Ei ställt kompletterande frågor till Svenska kraftnät för att kartlägga eventuella konsekvenser av ensidiga specialregleringar och hur Svenska kraftnät säkerställer att regleringen i den andra riktningen inte sätter balansenergipriset. Ei kommer följa upp detta i delrapporteringen för 2024.

### **Sammanställning av genomförda specialregleringar i Norden**

Eftersom den potentiella påverkan kan komma från grannländernas aktiveringar ger inte Svenska kraftnäts specialregleringar en fullständig bild. De uppgifter som

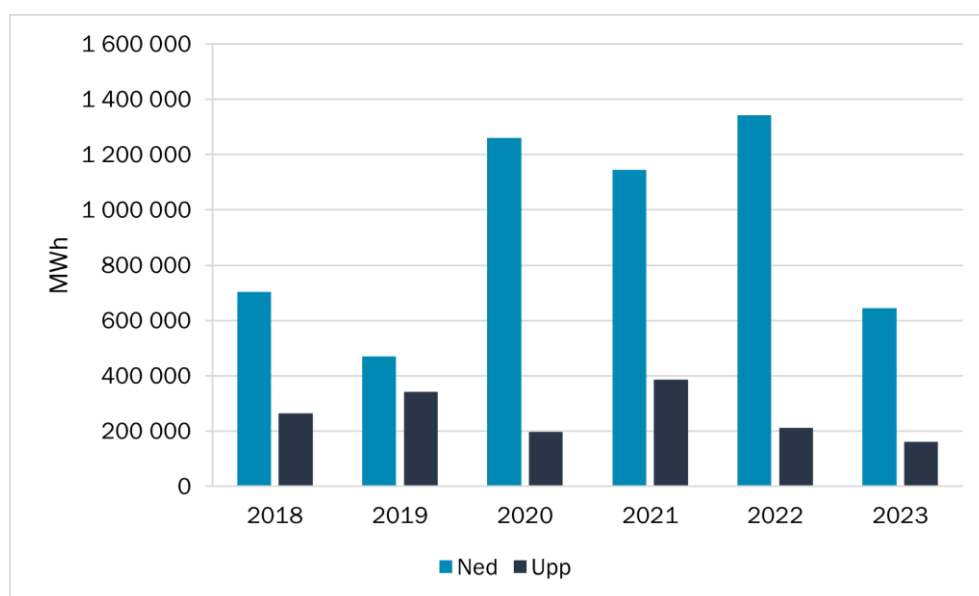
---

<sup>158</sup> Material från Svenska kraftnät 2023-08-15.

Svenska kraftnät tillhandahållit visar således varken hur aktiveringarna påverkar priserna på balansenergi eller avräkningen av obalanser.

Ei har sammanställt genomförda specialregleringar i det nordiska synkronområdet under perioden 1 januari 2018–31 augusti 2023, 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 perioder 2018-01-01 -2023-08-31**



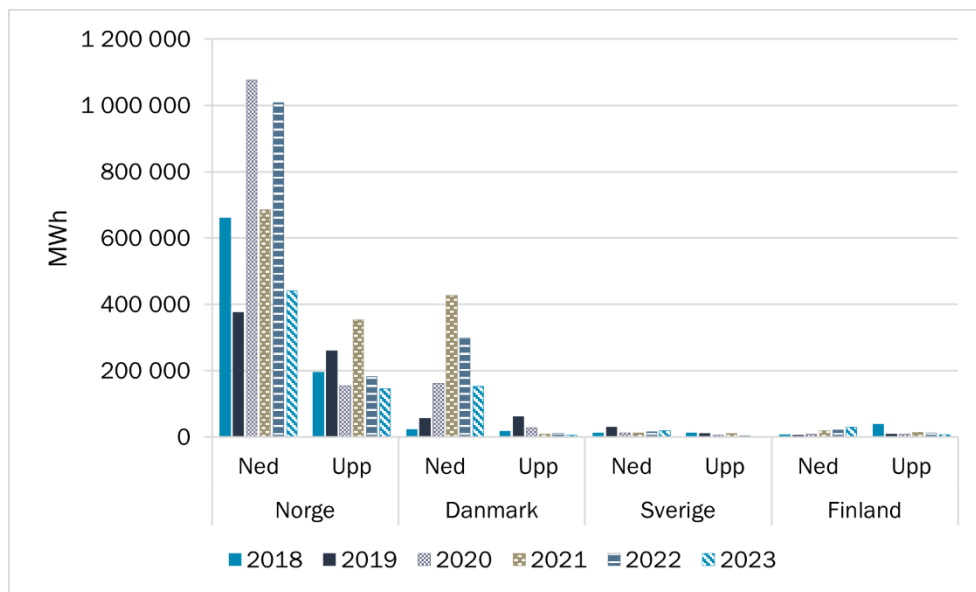
Källa: Statistik från SKM Syspower

Figur 1 visar att nedregleringsvolymen för specialregleringar för samtliga år är högre än uppregeringsvolymen i Norden. Det ger en indikation på 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 blir balanserat eller att behovet av reglering i den andra riktningen för att nå balans i systemet ökar. I båda fallen kan det därmed 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 redovisas den totala volymen specialreglering i MWh för Norden per land.<sup>159</sup>

<sup>159</sup> Statistiken omfattar det nordiska synkronområdet varför uppgifterna för Danmark endast omfattar DK2 och inte DK1.

Figur 2 Specialreglering nedåt respektive uppåt i respektive land i det nordiska synkronområdet, MWh under perioden 2018-01-01–2023-08-31



Källa: Statistik från SKM Syspower

Figur 2 visar att skillnaden mellan upp- och nedreglering är störst i Norge och Danmark. Av figuren att döma tycks alltså Svenska kraftnäts hantering av nätproblem genom ensidig specialreglering vara mindre utbrett än i Norge och Danmark.

### Ei rekommenderar kompletterande åtgärd till genomförandeplanen

Svenska kraftnät har inte redovisat påverkan och belyst konsekvenserna av ensidiga specialregleringar och inte heller tillhandahållit nödvändiga svar för att Ei ska kunna konstatera att nuvarande hantering är förenlig med artikel 13.2 i elmarknadsförordningen. Ei finner det därför nödvändigt att till den befintliga åtgärden lägga till nedanstående.

**Rekommendation:** Svenska kraftnät ska redogöra för hur de säkerställer att bud på balansenergi som används för omdirigering inte fastställer priset på balansenergi. Om Svenska kraftnät inte kan visa att regeln redan efterlevs ska Svenska kraftnät föreslå en ändrad hantering som säkerställer efterlevnaden av gällande regler.

### Prissättningen av bud har beslutats av Ei

Prissättningen av bud som aktiveras av andra skäl än för balansering har under 2023 analyserats och prövats av Ei. Åtgärden är därmed genomförd i denna del.

Ei har analyserat rimligheten i prissättningen av de bud som aktiveras för andra skäl än balansskäl inom ramen för Ei:s prövning av villkor för leverantörer av balanstjänster och balansansvariga parter enligt artikel 18 i balansförordningen.



Enligt Ei:s beslut kommer bud som aktiveras för andra skäl än balansering avseende uppregering prissättas till det högsta av budpriset och det för marknadstidsenheten fastställda marginalpriset. För nedreglering gäller det motsatta, att bud som aktiveras för andra skäl än balansering prissätts till det lägsta av budpriset och det för marknadstidsenheten fastställda marginalpriset. De fullständiga villkoren för leverantörer av balanstjänster och parter ska senast vara genomförda den 17 maj 2024.<sup>160</sup> Ei bedömer att åtgärden i denna del är genomförd.

### 5.3 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

Sedan förra årets rapport har det inte uppstått några hinder för genomförandet av åtgärden, men åtgärden är även i år endast delvis genomförd. Ei konstaterade i förra årets rapport att avgiftsstrukturen är godkänd av Ei<sup>161</sup> och att den i tillräcklig grad uppfyller kraven i balansförordningen<sup>162</sup> men att åtgärden endast delvis är genomförd. För att åtgärden ska kunna genomföras anser Ei att Svenska kraftnät, med beaktande av de regler som anges i balansförordningen, bör ges i uppdrag att analysera förhållandet mellan grundavgiften och obalansavgiften samt de kostnader dessa avgifter ska täcka.<sup>163</sup> Detta eftersom den största posten för de balansansvariga, grundavgiften, inte kan påverkas av de balansansvarigas ageranden. Ei framförde även att det särskilt bör analyseras om de kostnadsposter som ska täckas av de balansansvariga ska harmoniseras inom Norden för att skapa likvärdiga och enhetliga incitament i den gemensamma balansmarknaden i Norden.

För att följa upp åtgärden har Ei hämtat in information från Svenska kraftnät.

#### Kostnader för grundavgift, obalansavgift och veckoavgift

I juni 2021 godkände Ei Svenska kraftnäts förslag till en ytterligare avräkningsmekanism i form av en avgiftsstruktur bestående av tre delar:

---

<sup>160</sup> Energimarknadsinspektionens beslut av den 17 maj 2023, ärendenummer 2018–100280.

<sup>161</sup> Energimarknadsinspektionens beslut av den 24 juni 2021, ärendenummer 2021–100232.

<sup>162</sup> 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.

<sup>163</sup> Ei rekommenderar i kapitel 3.3 att Svenska kraftnät bör ges i uppdrag att analysera och motivera varför eller varför inte en mekanism för bristprissättning ska införas i Sverige. Trots detta anser Ei att en analys av förhållandet mellan grundavgift och obalansavgift behöver genomföras eftersom den nu gällande ytterligare avräkningsmekanismen väntas vara gällande för en relativt lång tid framöver.

grundavgift, veckoavgift och obalansavgift.<sup>164</sup> Dessa avgifter används för att finansiera Svenska kraftnäts upphandlingskostnader för balanskapacitet, administrativa kostnader och andra kostnader för balansering.<sup>165</sup> Svenska kraftnät har under 2023 höjt grundavgiften från 2022 års nivå (0,85 euro/MWh) till 1,2 euro/MWh.<sup>166</sup> Enligt Svenska kraftnäts redovisning av det ekonomiska utfallet för verksamhetsgren Systemansvar utgjorde intäkter från grundavgiften cirka 95 procent av intäkterna från balansansvarsavgiften.<sup>167</sup> Från och med den 1 januari 2024 höjs grundavgiften ytterligare, till 1,60 euro/MWh.<sup>168</sup>

Obalansavgiften är harmoniserad i Sverige, Norge och Finland på 1,15 euro/MWh medan den är 0,133 euro/MWh i Danmark<sup>169</sup>. Enligt Svenska kraftnäts redovisning av det ekonomiska utfallet för verksamhetsgren Systemansvar utgjorde intäkter från obalansavgiften cirka 5 procent av intäkterna från balansansvarsavgiften. I Sverige har obalansavgiften varit densamma sedan avgiftsstrukturen infördes 2021.

Veckoavgiften tas ut per vecka och består av ett fast belopp om 30 euro, avgiften har varit oförändrad sedan 2020.

### **Svenska kraftnäts aktiviteter under 2023**

Under 2023 har Svenska kraftnät gjort en översyn av kostnadsuppdelning avseende balanskapacitetsprodukten FCR-D. Översynen resulterade i att 23 procent av kostnaden för upphandling av produkten flyttades från att vara en systemkostnad till en nätkostnad. Andelen av kapacitetskostnader för FCR-D som ligger på verksamhetsgren systemansvar, och därmed balansansvarsavgiften, är efter den justeringen 10 procent. Svenska kraftnät uppger att obalansavgiften ska täcka 20 procent av deras upphandlingskostnader avseende aFRR-balanskapacitet.

I den information Ei inhämtat från Svenska kraftnät framgår att en större andel av kostnaden för mFRR ligger på verksamhetsgren system än i övriga nordiska länder. I nuvarande ordning anger Svenska kraftnät att störningsreserven är en förklaring till att 40 procent av kostnaden för mFRR belastar system medan i de övriga länderna ligger 10 procent av kostnaden på system. För att skapa likvärdiga och enhetliga incitament i den nordiska balansmarknaden anser Ei att de kostnadsposter som finansieras genom avgifter för balansansvariga parter bör harmoniseras. Harmoniseringen bör säkerställa att kostnader för upphandling av

---

<sup>164</sup> 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.

<sup>165</sup> Energimarknadsinspektionens beslut av den 24 juni 2021, ärendenummer 2021-100232.

<sup>166</sup> Svenska Kraftnät, "Det här betalar du".

<sup>167</sup> Material från Svenska Kraftnät 2023-08-15.

<sup>168</sup> Svenska kraftnät, "Transmissionsnätstariff och avgift till balansansvariga parter 2024".

<sup>169</sup> eSett, *Imbalance Settlement Agreement Appendix 1*.

balanskapacitet och aktivering av balansenergi följer samma grundprinciper vad gäller fördelning mellan nätverksamhet och systemverksamhet, samt hur respektive kostnad finansieras genom grundavgift eller obalansavgift avseende systemverksamheten. Ei upprepar därmed rekommendationen från 2022 att Svenska kraftnät bör ges i uppdrag att analysera förhållandet mellan grundavgift och obalansavgift samt de kostnader dessa avgifter ska täcka.

## 5.4 Ändamålsenlig prissättning av frekvenshållningsreserver (FCR-N och FCR-D)

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

### Åtgärden kommer att genomföras

Sedan förra årets rapport har det inte uppstått några hinder för genomförandet av åtgärden, utan åtgärden kommer att genomföras som planerat senast den 1 februari 2024 då Svenska kraftnät ska ändra prissättningen av frekvenshållningsreserver (FCR-N och FCR-D) till marginalprissättning (*pay-as-clear*). Efter denna övergång prissätts kapacitetsprodukterna för aFRR, FCR-N och FCR-D med samma metod, vilket Ei anser är ändamålsenligt.

Ei bedömer att ingen ytterligare analys är nödvändig i nuläget men kommer följa upp att åtgärden genomförs som planerat. I en nyligen publicerad rapport poängteras att budprissättning (*pay-as-bid*) kan vara bättre än marginalprissättning (*pay-as-clear*), när en förutbestämd volym ska upphandlas vid bristfällig konkurrens, om den upphandlade kapaciteten är påtagligt heterogen eller om flera marknader ska samordnas.<sup>170</sup> Ei kommer fortsatt vid behov att följa upp om prissättningsmetoden för balanskapacitetsprodukter säkerställer kostnadseffektiv och marknadsbaserad upphandling och väl fungerande marknader.

För att följa upp åtgärden har Ei hämtat in information från Svenska kraftnät.

### Svenska kraftnäts aktiviteter under 2023

Svenska kraftnät har meddelat att de har påbörjat IT-utveckling som stödjer marginalprissättning (*pay-as-cleared*). Inom projektet kommer aktörer på marknaderna för FCR involveras i tester av den nya marknadslösningen. Den IT-lösning som tas fram delas gemensamt av de nordiska transmissionsnätoperatörerna, vilket innebär att tidplanen också omfattar tester och anpassningar hos dessa parter.<sup>171</sup>

---

<sup>170</sup> Holmberg Pär och Tangerås Thomas P, *En teknikneutral elmarknad – med en effektiv elmarknadsdesign och nättariffstruktur*, 2023.

<sup>171</sup> Material Svenska Kraftnät 2023-08-15.

Enligt Svenska kraftnät följer arbetet tidsplanen men IT-utvecklingen har mycket små tidsmarginaler och det kan därmed finnas risk för förseningar.<sup>172</sup>

## 5.5 Förkvalificeringsprocessen

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

### **Åtgärden är genomförd för 2023 men bör fortsatt ingå i genomförandeplanen**

Svenska kraftnät har sett över förkvalificeringsprocessen men har inte genomfört några större förändringar av förkvalificeringsprocessen under 2023. Nya kravspecifikationer för FCR beslutades i mars 2023.<sup>173</sup> Enligt Svenska kraftnät håller kravspecifikationerna för mFRR på att tas fram inom ramen för NBM-projektet och införandet av en automatiserad energiaktiveringsmarknad för mFRR. Kravspecifikationen avseende aFRR har uppdaterats tidigare enligt nordisk harmonisering av full aktiveringstid.<sup>174</sup>

Ei konstaterade 2022 att åtgärden hade genomförts men att Svenska kraftnäts löpande arbete med utvärdering av förkvalificeringsprocessen och utvärdering av kravspecifikationerna bör fortgå. Ei bedömer att åtgärden fortsatt är aktuell för att ytterligare underlätta för aktörer och möjliggöra att olika teknikslag kan delta på balansmarknaden under samma förutsättningar och repeterar därför konstaterandet från delrapporteringen 2022, att Svenska kraftnät även fortsättningsvis bör se över förkvalificeringsprocessen och utvärdera de kravspecifikationer som är knutna till leverans av respektive stödtjänst. Svenska kraftnät bör särskilt genomföra en översyn om några krav kan uppfyllas utan att investering i nödvändig teknik görs i förväg.<sup>175</sup>

För att följa upp Svenska kraftnäts arbete har Ei hämtat in information från Svenska kraftnät.

### **Löpande översyn av förkvalificeringsprocessen**

Svenska kraftnät har på fråga från Ei uppgett att det inte funnits några planer på att genomföra större förändringar av förkvalificeringsprocessen under 2023 och att den övergripande förkvalificeringsprocessen därför kommer att vara oförändrad men att de löpande utvärderar förkvalificeringsprocessen. Dessutom justeras och uppdateras förkvalificeringsprocessen varje halvår. Svenska kraftnät har uppgett att de fått positiv återkoppling från aktörer för hur de kortat ledtider i förkvalificeringsprocessen och förbättrat vägledningen inför förkvalificeringen.

<sup>172</sup> Material Svenska Kraftnät 2023-08-15.

<sup>173</sup> Energimarknadsinspektionens beslut av den 29 mars 2023, ärendenummer 2022-102495.

<sup>174</sup> Material från Svenska kraftnät 2023-03-03.

<sup>175</sup> Svenska kraftnät ska enligt artikel 155.1 samt 159.1 i förordning (EU) 2017/1485 utarbeta en process för förkvalificering av frekvenshållningsreserv respektive frekvensåterställningsreserver.

Svenska kraftnät arbetar med att upprätta en uppföljningsprocess där syftet är att säkerställa att de gällande kraven för respektive stödtjänst uppfylls under normaldrift.<sup>176</sup>

Antalet genomförda förkvalificeringar jämfört med tidigare år fortsätter att öka. Under 2021 genomfördes 94 förkvalificeringar, 2022 var motsvarande antal 341 och under januari till den 31 juli 2023 var antalet genomförda förkvalificeringar 276. Under tredje kvartalet 2023 fanns det totalt 101 pågående förkvalificeringar för FCR-N, FCR-D, aFRR, mFRR och snabb frekvensreserv (FFR, *Fast Frequency Reserve*) varav 19 var omkvalificeringar.<sup>177</sup> Av de ansökningar som kommit in gällde flest ärenden FCR-D uppreglering (33 ärenden) medan exempelvis bara ett ärende avsåg FFR. Svenska kraftnät har informerat om att de följer de givna tidsramarna i SO-förordningen, vilket innebär att beslut om förkvalificering ska meddelas inom tre månader från att bekräftelsen att ansökan är fullständig.<sup>178</sup>

I tabell 2 som finns i bilaga 3 framgår ökningen av utbudet av förkvalificerade volymer för stödtjänster i MW.

När Svenska kraftnät tar fram nya kravspecifikationer för respektive stödtjänst sker det i dialog med marknaden där både befintliga och potentiellt nya aktörer får lämna synpunkter på de nya kraven. Enligt Svenska kraftnät fångar de på detta sätt upp eventuella svårigheter som identifieras av aktörerna.<sup>179</sup>

### **Nya kravspecifikationer för FCR- N och FCR-D**

Ei beslutade om nya kravspecifikationer för FCR i mars 2023. Genom de nya kravspecifikationerna införs bland annat nya krav för FCR-N medan FCR-D delas upp i två nya produkter, Dynamisk FCR-D och Statisk FCR-D. Samtidigt införs nya krav på dessa produkter för både upp- och nedreglering. Dynamisk FCR-D kommer att ge en dynamisk frekvensstyrning utanför standardfrekvensområdet vilket enligt Svenska kraftnät är viktigt för en säker drift av elsystemet. Eftersom alla enheter som tillhandahåller FCR inte kan uppfylla de dynamiska kraven har Statisk FCR-D införts, där sådana dynamiska egenskaper inte krävs. Detta kommer enligt Svenska kraftnät att säkerställa att fler leverantörer av FCR-D kan delta på marknaden samtidigt som systemsäkerheten upprätthålls.<sup>180</sup> De nya tekniska kraven trädde i kraft den 1 september 2023. Leverantörer av balanseringstjänster kan förkvalificera sig enligt de nya kraven från och med den 1 augusti 2023 i Sverige. Befintliga enheter och grupper som är förkvalificerade för FCR ska övergå till de nya kraven senast när deras nuvarande förkvalificeringar löper ut.<sup>181</sup> Det får

---

<sup>176</sup> Material från Svenska kraftnät 2023-03-03.

<sup>177</sup> Material från Svenska kraftnät 2023-08-15.

<sup>178</sup> Artikel 155.4 respektive artikel 159.4, SO-förordningen.

<sup>179</sup> Material från Svenska kraftnät 2023-03-03.

<sup>180</sup> Energimarknadsinspektionens beslut av den 29 mars 2023, ärendenummer 2022-102495.

<sup>181</sup> Svenska kraftnät, "Utgivelse av nya tekniska krav för frekvenshållningsreserver (FCR)".

ta högst fem år för befintliga FCR-leverantörer att implementera de ändrade egenskaperna för FCR. Dessutom ska de nordiska transmissionsnätsoperatörerna se över kraven i metoden inom två år från datumet från godkännandet.

### **Utvärdering kravspecifikationer för mFRR och aFRR**

Kravspecifikationerna för mFRR håller enligt Svenska kraftnät på att tas fram inom ramen för NBM-projektet och införandet av en automatiserad energiaktiveringsmarknad för mFRR. Med detta kommer Svenska kraftnät också att se över förkvalificeringsprocessen för mFRR. Kravspecifikationen för aFRR har tidigare uppdaterats avseende full aktiveringstid. Svenska kraftnät uppger att de inte avser att förändra kravspecifikationerna avseende mFRR respektive aFRR under 2023.<sup>182</sup>

### **Höga krav i förkvalificeringsprocessen avseende aFRR**

Ett inträdeshinder för aktörer idag är de höga krav som ställs på förbindelsetyp vid kommunikation med Svenska kraftnät. Enligt Svenska kraftnät skulle alternativa tekniska lösningar på denna realtidskommunikation troligen möjliggöra för fler aktörer att delta på marknaden. Några alternativa lösningar finns dock inte på kort sikt då de kräver större ändringar avseende integrering mot Svenska kraftnäts driftövervakningsystem och infrastrukturen kring detta.<sup>183</sup>

### **Pilotstudien om reserver med variabel produktion**

I förra årets rapport framkom att Svenska kraftnät arbetade med en pilotstudie om leverans av reserver från resurser med variabel produktion (till exempel sol- och vindkraft). För de som deltog i studien krävdes en godkänd förenklad förkvalificeringsansökan innan de kunde få delta på berörda reservmarknader. Syftet med en förenklad förkvalificeringsprocess var att göra det enklare för aktörer att komma i gång med pilotstudien medan den ordinarie förkvalificeringsprocessen genomfördes under pilotstudiens gång. Svenska kraftnät har på fråga från Ei uppgett att den förenklade förkvalificeringsprocessen som användes i studien inte kan ersätta den ordinarie förkvalificeringsprocessen. De två viktigaste skillnaderna mellan dessa två är att det inte behövdes något så kallat min-test, vars mål är att påvisa den minsta effekten som en given resurs kan leverera, i den förenklade förkvalificeringsprocessen. Det behövdes heller ingen realtidskommunikation för att fullgöra den förenklade förkvalificeringsprocessen. Dessa avvikelser möjliggjordes enligt Svenska kraftnät av att studien var begränsad i omfattning (tid och volym), och att den ordinarie förkvalificeringsprocessen skulle slutföras innan pilotstudien avslutades.<sup>184</sup>

---

<sup>182</sup> Material från Svenska kraftnät 2023-03-03.

<sup>183</sup> Material från Svenska kraftnät, 2023-05-03.

<sup>184</sup> Material från Svenska kraftnät 2023-03-03.

Svenska kraftnät har nu avslutat pilotstudien med anledning av att deras arbete med att förtydliga förkvalificeringsprocessen för variabla resurser är slutfört.<sup>185</sup>

## 5.6 Minsta budstorlek för manuella frekvensåterställningsreserver (mFRR)

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

### Åtgärden är inte genomförd för stödtjänsten mFRR

Sedan 1 september 2023 är minsta budstorlek för mFRR 5 MW i hela Sverige. Anledningen till att Svenska kraftnät minskade budstorleken var att skapa förutsättningar att få in fler bud på mFRR-marknaden.<sup>186</sup> Svenska kraftnät planerar att minska budstorleken till 1 MW för mFRR under första kvartalet 2025 då implementering av den nordiska automatiska energiaktiveringsmarknaden för mFRR (mFRR EAM) väntas ske.<sup>187</sup> Sedan förra årets rapport har alltså det förväntade genomförandet försenats till 2025 då såväl mFRR EAM som anslutning till plattformen MARI har försenats.<sup>188</sup> Åtgärden är därmed ännu inte genomförd för mFRR. Ei kommer fortsätta följa upp åtgärden och eventuella hinder fram till dess att den är genomförd.

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

### Minsta budstorlek för mFRR kan sänkas till 1 MW först vid genomförandet av mFRR EAM

Enligt Svenska kraftnät kan en övergång till 1 MW på reglerkraftmarknaden inte ske förrän vissa processer automatiseras och mFRR EAM har införts. Svenska kraftnät uppger att en sänkning till 1 MW innebär en stor ökning av antalet bud som ska hanteras löpande i realtid vilket inte kan hanteras med dagens manuella processer för balansering. Enligt Svenska kraftnät måste mFRR EAM därför implementeras innan minsta budstorlek för mFRR kan sänkas till 1 MW.

---

<sup>185</sup> Svenska kraftnät, "Nu blir det enklare för variabla resurser att delta på stödtjänstmarknaderna".

<sup>186</sup> Svenska kraftnät, "Svenska kraftnät skapar förutsättningar för fler bud på mFRR-marknaden".

<sup>187</sup> Ei konstaterade 2022 att åtgärden var genomförd för aFRR den 10 maj 2022 då den minsta budstorlek sänktes till 1 MW. Därför kommer Ei i denna rapport och framöver endast följa upp åtgärden för mFRR.

<sup>188</sup> Enligt den tidsplan som presenterades i förra årets rapport var planen att införa 1 MW för mFRR senast 24 juli 2024.

## **Svenska kraftnät har meddelat förseningar som påverkar genomförandet av åtgärden**

Ei konstaterade i förra årets rapport att minsta budstorlek för mFRR kommer att sänkas till 1 MW<sup>189</sup> senast den 24 juli 2024 när Svenska kraftnät ansluter till plattformen MARI, men att åtgärden av Svenska kraftnät var planerad att införas tidigare än så, vid genomförandet av den nordiska automatiska energiaktiveringsmarknaden för mFRR (mFRR EAM). Svenska kraftnät har sedan dess meddelat att de inte kommer att ansluta till MARI den 24 juli 2024. I dagsläget är planen i stället att ansluta till MARI under 2026.<sup>190</sup> Genomförandet av mFRR EAM görs koordinerat med övriga nordiska transmissionsnätsoperatörer genom projektet *Nordic Balancing Model* (NBM)<sup>191</sup>. Övergången till mFRR EAM var planerad att genomföras under det fjärde kvartalet 2023 men de nordiska transmissionsnätsoperatörerna har under året meddelat försening. I dagsläget är genomförandet planerad till första kvartalet 2025.<sup>192</sup>

Det finns inte några legala krav att införa en nordisk energiaktiveringsmarknad för mFRR. Däremot har Ei i beslut om villkor för leverantörer av balanstjänster och balansansvariga parter i Sverige fastställt att minsta budstorlek avseende mFRR ska vara 1 MW senast den 17 maj 2024.<sup>193</sup>

## **Hinder har uppstått för åtgärden**

Ei konstaterar att Svenska kraftnät inte längre följer den tidplan som de nordiska transmissionsnätsföretagen tidigare kommunicerat. De förseningar som uppkommit bedömer Ei vara ett hinder för åtgärdens genomförande. Det betyder också att Svenska kraftnät inte kommer efterleva kraven på anslutning till MARI och PICASSO senast den 24 juli 2024.<sup>194</sup>

---

<sup>189</sup> Pilotstudien med 1 MW som minsta budstorlek för mFRR pågår fortfarande. Genom pilotstudien har det bland annat tillkommit tre nya aktörer och totalt 8 MW uppregling och nedreglering och i SE4 och 22 MW uppreglering och 18 MW nedreglering i SE3. Ingen ny volym har tillkommit i SE1 eller SE2.

<sup>190</sup> Nordic Balancing Model, "Updated NBM roadmap confirms go-live of mFRR energy activation market by Q1 2025".

<sup>191</sup> *Nordic Balancing Model* är ett projekt som drivs av de nordiska transmissionsnätsoperatörerna.

<sup>192</sup> Nordic Balancing Model, "Updated NBM roadmap confirms go-live of mFRR energy activation market by Q1 2025".

<sup>193</sup> Energimarknadsinspektionens beslut av den 17 maj 2023, ärendenummer 2018–100280.

<sup>194</sup> Energimarknadsinspektionens beslut av den 31 augusti 2022, ärendenummer 2022–100136 respektive 2022–100137.



## 5.7 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

Resultat från upphandling av balanskapacitet (FCR respektive aFRR) publiceras senast 60 minuter efter att balansansvariga som tillhandahåller balanskapacitet blivit informerad om deras bud blivit avropade eller inte.<sup>195</sup> Avseende mFRR-balanskapacitet publiceras upphandlingsresultatet under normala marknadsförhållanden senast klockan 08:10.<sup>196</sup> För mFRR-balansenergi finns inget krav om senaste tid för publicering i nu gällande balansansvarsavtal.<sup>197</sup> I informationen som inhämtades för förra årets rapport angav Svenska kraftnät att förutsättningarna för att publicera information från balansmarknaden närmare realtid kommer förbättras i takt med att balansmarknaden och den nordiska balanseringsmodellen utvecklas. Svenska kraftnät hade 2022 som målsättning att inom 1–2 år möjliggöra publicering av information senast 15 minuter efter stängningstiden för att lämna bud. Eftersom inga förändringar skett på balansmarknaden i detta hänseende sedan förra årets rapportering bedömer Ei att åtgärden ännu inte är genomförd och fortsatt behöver följas upp.

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.

### Förutsättningar för att publicera information så nära realtid som möjligt

För att kunna publicera information nära realtid behöver publiceringen kunna ske automatiskt och för en driftsäker balansering krävs enligt Svenska kraftnät kortare tidsenhet för balansering (15 minuter handels- och avräkningsperiod) då det finns en förväntan från Svenska kraftnät att så kallad självreglering<sup>198</sup> kommer öka. Inte förrän dessa förutsättningar är på plats uppger Svenska kraftnät att de har möjlighet att publicera information om balansering närmare realtid.

Enligt Svenska kraftnät har de förutsättningar som krävs för att kunna publicera information från balansmarknaden så nära realtid som möjligt blivit försenade. I och med förseningarna kommer det enligt Svenska kraftnät inte vara möjligt att följa den tidigare uppsatta målsättningen att inom 1–2 år (räknat från förra årets

---

<sup>195</sup> Balansansvarsavtal 4620–6, bilaga 3: villkor för FCR; Balansansvarsavtal 4620-6, bilaga 4: villkor för aFRR.

<sup>196</sup> Stängningstiden för att lämna bud avseende mFRR-balanskapacitet är klockan 7:30 (D-1), se: Balansansvarsavtal 4620-6, bilaga 5: villkor för mFRR.

<sup>197</sup> Balansansvarsavtal 4620-6, bilaga 5: villkor för mFRR.

<sup>198</sup> Med självreglering menas att marknadens aktörer hjälper systemet att vara balanserat genom att själva vara över- eller underbalanserade.

rapportering) möjliggöra publicering av information från balansmarknaden närmare realtid.<sup>199</sup>

### **Svenska kraftnäts aktiviteter under 2023**

Under fjärde kvartalet 2023 planerar Svenska kraftnät att utreda vilken IT-utveckling som krävs för att påbörja publicering av information om balansering nära realtid. Informationen som ska publiceras omfattar riktning på reglering samt eventuellt pris på senast aktiverade bud.<sup>200</sup>

Svenska kraftnäts målsättning är att starta ett pilotprojekt och inom ramen för det projektet testa någon form av publicering av information och utvärdera konsekvenserna. Det pågår också en dialog bland de nordiska transmissionsnätoperatörerna kring konsekvenserna av att publicera information närmare realtid, med fokus på hur enligt de nordiska transmissionsnätoperatörerna önskad självreglering kan minska.<sup>201</sup>

### **Fortsatt undantag från publicering av uppgifter om enskilda bud**

Svenska kraftnät har fortsatt undantag från publicering av uppgifter om enskilda bud som avser erbjudna priser och volymer för balanskapacitet aFRR-, FCR-N- och FCR-D-marknaden, samt för balansenergi på mFRR-marknaden. Svenska kraftnät ska så snart förutsättningarna för undantag inte längre finns börja publicera informationen.<sup>202</sup>

### **Hinder har uppstått för åtgärden**

Genomförandet av den nordiska energiaktiveringsmarknaden för mFRR (mFRR EAM) är en förutsättning för att marknadstidsenheterna på balansmarknaden, avseende avräkning och handel, ska kunna vara 15 minuter. 15 minuters handels- och avräkningsperioder är enligt Svenska kraftnät förutsättningar för att kunna publicera information om balansmarknaden närmare realtid. Ei bedömer därför att förseningarna inom de nordiska transmissionsnätoperatörernas projekt *Nordic Balancing Model* (NBM) och i synnerhet genomförandet av mFRR EAM gör att Svenska kraftnät inte ännu har de förutsättningar Svenska kraftnät anger nödvändiga för att publicera information så nära realtid som möjligt.

---

<sup>199</sup> Material från Svenska kraftnät 2023-08-15.

<sup>200</sup> Material från Svenska kraftnät 2023-08-15.

<sup>201</sup> Material från Svenska kraftnät 2023-08-15.

<sup>202</sup> Energimarknadsinspektionens beslut av den 11 november 2021, ärendenummer 2020-103215.

## 6 Förslag till genomförandeplan

I detta kapitel presenteras Ei:s förslag till ny genomförandeplan. De åtgärder som ingår i genomförandeplanen men redan är genomförda presenteras därför inte i detta avsnitt.

I kapitel 3 i denna rapport analyseras behovet av de åtgärder som listas i elmarknadsförordningens artikel 20.3. Bland de områden som analyseras föreslår Ei fyra nya åtgärder varav en åtgärd kopplar till behovet av en mekanism för bristprissättning, en åtgärd för ökad överföringskapacitet, en åtgärd för att säkerställa kostnadseffektiv och marknadsbaserad upphandling av balanserings- och stödtjänster samt en åtgärd för att undanröja hinder för efterfrågeflexibilitet.

I kapitel 4 behandlas de områden som regeringen i uppdragsbeskrivningen till Ei särskilt pekat ut kan vara av intresse för Ei att analysera vidare. I kapitel 4 föreslås inga nya åtgärder till genomförandeplanen.

De sju åtgärder som ännu inte var genomförda när Ei presenterade rapporten 2022 följs upp i kapitel 5 i denna rapport. Uppföljningen för respektive åtgärd syftar till att besvara om den är genomförd och i så fall när eller i annat fall om det kvarstår eller har uppstått några hinder för genomförandet sedan 2022 års rapport. Nya åtgärder ersätter eller kompletterar två av de sju åtgärderna som följs upp, medan övriga fem åtgärder föreslås fortsatt ingå i genomförandeplanen.

I nedanstående tabell 7 sammanfattas nya föreslagna åtgärder och de åtgärder som fortsatt bör ingå i genomförandeplanen. Ei:s rekommendationer i tabellen är sorterade utifrån vilken eller vilka åtgärds-kategorier som de olika rekommendationerna berör. Ei har tagit hänsyn till Europeiska kommissionens yttrande över den svenska genomförandeplanen som offentliggjordes i september 2023.

Tabell 7 Förslag till uppdaterad genomförandeplan.

Identifierade problem respektive förbättringsområden	Rekommenderade åtgärder	Syfte med åtgärden
Behovet av en mekanism för bristprissättning för balansenergi	Svenska kraftnät bör få i uppdrag att analysera om en mekanism för bristprissättning ska införas i Sverige. Om analysen visar att en mekanism för bristprissättning bör införas ska Svenska kraftnät ta fram ett förslag till design av mekanismen.	c) Införa en mekanism för bristprissättning för balansenergi såsom avses i artikel 44.3 i förordning (EU) 2017/2195
Öka tillgänglig överföringskapacitet	Svenska kraftnät bör minst en gång per år offentliggöra information om samtliga åtgärder de vidtar och planerar för att öka handelskapaciteten mellan elområden i Sverige och på sammanlänkningarna.	d) öka sammanlänkningskapaciteten och den interna nätkapaciteten i syfte att nå åtminstone sina sammanlänkningsmål såsom avses i artikel 4.1 d i förordning (EU) 2018/1999
Öka tillgänglig överföringskapacitet och säkerställa att balansresurser som inte upphandlats aktiveras i första hand	För att säkerställa att Svenska kraftnät har tillgång till resurser som är lämpligt belägna för omdirigering och mothandel bör Svenska kraftnät fortsätta och eventuellt öka upphandlingen av kapacitet som annars inte antas bli tillgänglig. Svenska kraftnät ska därefter vid aktivering av upphandlad kapacitet rapportera till Ei vilka andra resurser som fanns tillgängliga vid tidpunkten för aktivering, vilken fysisk avlastningsförmåga som Svenska kraftnät bedömde att resurserna hade vid tidpunkten, och hur de tillgängliga resurserna nyttjades när den upphandlade kapaciteten aktiverats.	f) säkerställa kostnadseffektiv och marknadsbaserad upphandling av balanserings- och stödtjänster
Hinder för efterfrågeflexibilitet ska undanröjas	Att Ei:s utredning av hur aktuella och historiska elpriser lättillgängligt ska tillhandahållas konsumenter ska ingå i genomförandeplanen.	e) Möjliggöra egenproduktion, energilagring, åtgärder på efterfrågesidan och energieffektivitet genom att anta åtgärder för att undanröja snedvridningar till följd av lagstiftning
Förkvalificeringsprocessen riskerar att försvåra inträde på balansmarknaden	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.	e) Möjliggöra egenproduktion, energilagring, åtgärder på efterfrågesidan och energieffektivitet genom att anta åtgärder för att undanröja snedvridningar till följd av lagstiftning f) säkerställa kostnadseffektiv och marknadsbaserad upphandling av balanserings- och stödtjänster

Identifierade problem respektive förbättringsområden	Rekommenderade åtgärder	Syfte med åtgärden
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 frekvensåterställningsreserver (mFRR) sänks till 1 MW 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 f) säkerställa kostnadseffektiv och marknadsbaserad upphandling av balanserings- och stödtjänster
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.	e) Möjliggöra egenproduktion, energilagring, åtgärder på efterfrågesidan och energieffektivitet genom att anta åtgärder för att undanröja snedvridningar till följd av lagstiftning f) säkerställa kostnadseffektiv och marknadsbaserad upphandling av balanserings- och stödtjänster,
Specialregleringar som snedvrider prissignalen i balansmarknaden ska undvikas	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.  Svenska kraftnät ska redogöra för hur de säkerställer att bud på balansenergi som används för omdirigering inte fastställer priset på balansenergi. Om Svenska kraftnät inte kan visa att regeln redan efterlevs ska Svenska kraftnät föreslå en ändrad hantering som säkerställer efterlevnaden av gällande regler.	f) säkerställa kostnadseffektiv och marknadsbaserad upphandling av balanserings- och stödtjänster
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.	f) säkerställa kostnadseffektiv och marknadsbaserad upphandling av balanserings- och stödtjänster
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.	f) säkerställa kostnadseffektiv och marknadsbaserad upphandling av balanserings- och stödtjänster

## 7 Referenser

ACER Decision 03/2020 on the Implementation framework for a European platform for the exchange of balancing energy from frequency restoration reserves with manual activation.

ACER decision 02/2022 on the European Resource Adequacy assessment for 2021.

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.

ACER Decision 14/2022 on the Amendment to the implementation framework for a European platform for the exchange of balancing energy from frequency restoration reserves with manual activation.

ACER Decision 04/2023 on the European Resource Adequacy assessment for 2022.

ACER. *Cross-zonal capacities and the 70% margin available for cross-zonal electricity trade (MACZT)*, 2023 Market Monitoring Report. ACER, 2023.

ACER. *REMIT Quarterly issue No. 24/ Q1 2021*. ACER. Hämtad 2023-10-22 från: [https://www.acer.europa.eu/sites/default/files/REMIT/REMIT Reports and Recommendations/REMIT Quarterly/REMITQuarterly\\_Q1\\_2021\\_1.0.pdf](https://www.acer.europa.eu/sites/default/files/REMIT/REMIT%20Reports%20and%20Recommendations/REMIT%20Quarterly/REMITQuarterly_Q1_2021_1.0.pdf).

ACER. *Security of EU electricity supply*. ACER, 2023.

European Energy Exchange. "EEX and Nasdaq Commodities Announce Intention to Transfer Nasdaq's European Power Business to EEX". *European Energy Exchange*. Senast uppdaterad 20 juli 2023. Hämtad 2023-09-11 från: [https://www.eex.com/en/newsroom/detail?tx\\_news\\_pi1%5Baction%5D=detail&tx\\_news\\_pi1%5Bcontroller%5D=News&tx\\_news\\_pi1%5Bnews%5D=7222&cHash=cb144e46f302fcc41612d0dd31ebf8bf](https://www.eex.com/en/newsroom/detail?tx_news_pi1%5Baction%5D=detail&tx_news_pi1%5Bcontroller%5D=News&tx_news_pi1%5Bnews%5D=7222&cHash=cb144e46f302fcc41612d0dd31ebf8bf).

Energimarknadsinspektionens ärende med ärendenummer 2018–102265.

Energimarknadsinspektionens ärende med ärendenummer 2020–100867.

Energimarknadsinspektionens ärende med ärendenummer 2023–100677.

Energimarknadsinspektionens ärende med ärendenummer 2023–101035.

Energimarknadsinspektionens ärende med ärendenummer 2023–102636.

Energimarknadsinspektionens ärende med ärendenummer 2023–103528.

Energimarknadsinspektionens ärende med ärendenummer 2023–103963.

Energimarknadsinspektionens beslut av den 11 maj 2015, ärendenummer 2015–102891.

Energimarknadsinspektionens beslut av den 11 maj 2015, ärendenummer 2015–102892.

Energimarknadsinspektionens beslut av den 10 januari 2019, ärendenummer 2018–100265.

Energimarknadsinspektionens beslut av den 19 december 2019, ärendenummer 2019–102839.

Energimarknadsinspektionens beslut av den 19 december 2019, ärendenummer 2019–102946.

Energimarknadsinspektionens beslut av den 16 oktober 2020, ärendenummer 2020–102099.

Energimarknadsinspektionens beslut av den 17 december 2020 ärendenummer 2019–102975.

Energimarknadsinspektionens beslut av den 24 juni 2021, ärendenummer 2021–100232.

Energimarknadsinspektionens beslut av den 11 november 2021, ärendenummer 2020–103215.

Energimarknadsinspektionens beslut av den 26 maj 2022, ärendenummer 2019–103032.

Energimarknadsinspektionens beslut av den 12 april 2022, ärendenummer 2022–102501.

Energimarknadsinspektionens beslut av den 21 april 2022, ärendenummer 2022–102396.

Energimarknadsinspektionens beslut av den 21 april 2022, ärendenummer 2022–102881.

Energimarknadsinspektionens beslut av den 30 juni 2022, ärendenummer 2020–103488.

Energimarknadsinspektionens beslut av den 31 augusti 2022, ärendenummer 2022–100136.

Energimarknadsinspektionens beslut av den 31 augusti 2022, ärendenummer 2022–100137.

Energimarknadsinspektionens beslut av den 2 mars 2023, ärendenummer 2021–102856.

Energimarknadsinspektionens beslut av den 29 mars 2023, ärendenummer 2022–102495.

Energimarknadsinspektionens beslut av den 17 maj 2023, ärendenummer 2018–100280.

Energimarknadsinspektionens beslut av den 29 augusti 2023, ärendenummer 2023–103096.

Energimarknadsinspektionen. *Beräkning av värdet av förlorad last (VoLL)*. Ei PM2021:01.

Energimarknadsinspektionen. *Ren Energi inom EU – ett genomförande av fem rättsakter*. Ei R2020:02.

Energimarknadsinspektionen. *Genomförandeplan med tidsplan för att förbättra elmarknadens funktion*. Ei R2020:09. Energimarknadsinspektionen. *Ei:s förslag till tillförlitlighetsnorm för Sverige*. Ei R2021:05.

Energimarknadsinspektionen. *Uppföljning av genomförandeplan med tidsplan för att förbättra elmarknadens funktion*. Ei R2022:09.

Energimarknadsinspektionen. *Tjänster för efterfrågefleksibilitet*. Ei R2022:15.

Energimarknadsinspektionen. *Innovationscenter och regulatoriska sandlådor - Modellförslag och implementering för energimarknaderna i Sverige*. Ei R2023:03.

Energimarknadsinspektionen. *Konsumenter och efterfrågefleksibilitet - En nulägesbeskrivning och åtgärdsförslag för ökad flexibilitet*. Ei R2023:04.

Energimarknadsinspektionen. *Flexibilitet i distributionsnäten - förutsättningar för effektivt nätutnyttjande*. Ei R2023:05.



Energimarknadsinspektionen. *Främjande av ett mer flexibelt elsystem - Delleverans deluppdrag 5*. Ei R2023:06.

Energimarknadsinspektionen. *Villkorade avtal*. Ei R2023:08.

Energimarknadsinspektionen. *Kortare ledtider för elnätsutbyggnad*. Ei R2023:09.

Energimarknadsinspektionen. "Funktionskrav elmätare".  
*Energimarknadsinspektionen*. Senast uppdaterad 5 juli 2023. Hämtad 2023-10-22 från:  
<https://ei.se/bransch/matning-av-el/funktionskrav-elmatare>.

Energimarknadsinspektionen. "NordREG har svarat på Europeiska kommissionens konsultation avseende förslag till förändringar i EU:s elmarknadsdesign". *Energimarknadsinspektionen*. Senast uppdaterad 2 juni 2023. Hämtad 2023-09-09 från: <https://www.ei.se/om-oss/nyheter/2023/2023-06-02-nordreg-har-svarat-pa-europeiska-kommissionens-konsultation-avseende-forslag-till-forandringar-i-eus-elmarknadsdesign>.

Energimarknadsinspektionen. "Nytt regeringsuppdrag: Årlig beräkning av tillförlitlighetsnormen för Sverige". *Energimarknadsinspektionen*. Senast uppdaterad 29 september 2022. Hämtad 2023-10-24 från: <https://ei.se/om-oss/nyheter/2022/2022-11-29-nytt-regeringsuppdrag-arlig-berakning-av-tillforlitlighetsnormen-for-sverige>.

Energimarknadsinspektionen. "Regeringsuppdrag överlämnat: Många åtgärder föreslås för att främja flexibilitet i elsystemet". *Energimarknadsinspektionen*. Senast uppdaterad 11 april 2023. Hämtad 2023-10-22 från: <https://ei.se/om-oss/nyheter/2023/2023-04-11-regeringsuppdrag-overlamnat-manga-atgarder-foreslas-for-att-framja-flexibilitet-i-elsystemet>.

Energinet, Fingrid, Statnett och Svenska Kraftnät. *Nordic Grid Development Perspective 2023*. Energinet, Fingrid, Statnett och Svenska kraftnät, 2023.

ENTSO-E. "DSO Entity & ENTSO-E Public consultation on Network Code for Demand Response". *ENTSO-E*. Hämtad 2023-10-22 från:  
<https://consultations.entsoe.eu/markets/public-consultation-networkcode-demand-response/>.

ENTSO-E. "Maximum NTC, from May 25th, 2022". *ENTSO-E*. Hämtat den 2023-10-22 från: <https://www.nordpoolgroup.com/4aac67/globalassets/download-center/tso/max-ntc.pdf>.

eSett. *Imbalance Settlement Agreement Appendix 1*. eSett, 2023. Hämtad 2023-10-26 från: <https://www.esett.com/app/uploads/2022/11/Imbalance-Settlement-Agreement-Appendix-1-1.1.2023.pdf>.

Europeiska kommissionen. "Commission proposes reform of the EU electricity market design to boost renewables, better protect consumers and enhance industrial competitiveness". *Europeiska kommissionen*. Hämtad 2023-09-09 från: [https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/IP\\_23\\_1591](https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/IP_23_1591).

Europeiska kommissionen. "Kommissionens yttrande av den 1 september 2023 i enlighet med artikel 20.5 i förordning (EG) 2019/943 om Sveriges genomförandeplan". *Europeiska kommissionen*. Hämtad 2023-10-17 från: [https://energy.ec.europa.eu/system/files/2023-10/C\\_2023\\_5823\\_1\\_SV\\_ACT.pdf](https://energy.ec.europa.eu/system/files/2023-10/C_2023_5823_1_SV_ACT.pdf).

Hirth Lion och Schlecht Ingmar. *Market-Based Redispatch in Zonal Electricity Markets: Inc-Dec Gaming as a Consequence of Inconsistent Power Market Design (not Market Power)*. ZBW – Leibniz Information Centre for Economics, 2019.

Hirth Lion och Schlecht Ingmar. *Market-Based Redispatch in Zonal Electricity Markets: The Preconditions for and Consequence of Inc-Dec Gaming*. ZBW – Leibniz Information Centre for Economics, 2020.

Hirth Lion, Ingmar Schlecht, Maurer och Tersteegen Bernd. *Cost- or market-based? Future redispatch procurement in Germany Conclusions from the project*. Neon och Consentec, 2019.

Holmberg Pär och Lazarczyk Ewa. *Comparison of Congestion Management Techniques: Nodal, Zonal and Discriminatory Pricing*. *The Energy Journal*, Vol. 36, No. 2, 2015.

Holmberg Pär och Tangerås Thomas P. *En teknikneutral elmarknad – med en effektiv elmarknadsdesign och nättariffstruktur*. SNS, 2023.

Holtz Christian, Hollmén Saara, Spodniak Petr och Perekhodtsev Dmitri. *Measures to improve risk hedging opportunities on the electricity market in Sweden – a report to the Swedish energy markets inspectorate*. Compass Lexecon, 2022.

ISGAN. "Methods for customer dialogue". ISGAN. Hämtad 2023-10-22 från: <https://www.iea-isgan.org/methods-for-customer-dialogue/>.

ISGAN. "Possible Design Elements of Consumer Support Schemes". ISGAN. Hämtad 2023-10-22 från: <https://www.iea-isgan.org/possible-design-elements-of-consumer-support-schemes/>.

Nordic Balancing Model. "Updated NBM roadmap confirms go-live of mFFR energy activation market by Q1 2025". *Nordic balancing model*. Senast uppdaterad 5 september 2023. Hämtad 2023-10-22 från:  
<https://nordicbalancingmodel.net/updated-nbm-roadmap-confirms-go-live-of-mfrr-energy-activation-market-by-q1-2025/>.

Nord Pool. "Prisstatistik". *Nord Pool*. Hämtad 2023-10-19 från:  
<https://www.nordpoolgroup.com/en/Market-data1/Dayahead/Area-Prices/ALL1/Monthly/?view=table>.

Nordic Balancing model. "Roadmap". *Nordic balancing model*. Hämtad 2023-10-26 från: <https://nordicbalancingmodel.net/roadmap-and-projects/>.

Regeringskansliet. "Regeringen beslutar om en tillförlitlighetsnorm för Sverige". *Regeringskansliet*. Senast uppdaterad 6 oktober 2023. Hämtad 2023-10-22 från:  
<https://www.regeringen.se/pressmeddelanden/2022/11/regeringen-beslutar-om-en-tillforlitlighetsnorm-for-sverige/>.

Regeringskansliet "Regeringen beviljar elledning mellan Sverige och Finland". *Regeringskansliet*. Hämtad 2023-10-22 från:  
<https://www.regeringen.se/pressmeddelanden/2023/10/regeringen-beviljar-elledning-mellan-sverige-och-finland/>.

Regeringskansliet. "Remiss av Energimarknadsinspektionens rapporter Genomförandeplan med tidsplan för att förbättra elmarknadens funktion samt Förslag till tillförlitlighetsnorm för Sverige". *Regeringskansliet*. Senast uppdaterad 9 november 2021. Hämtad 2023-06-19 från:  
<https://www.regeringen.se/remisser/2021/09/remiss-av-energimarknadsinspektionens-genomforandeplan-med-tidsplan-for-att-forbatta-elmarknadens-funktion-forslag-till-tillforlitlighetsnorm-for-sverige/>.

Regeringskansliet. "Uppdrag att genomföra en bedömning av resurstillräckligheten för svensk elförsörjning". *Regeringskansliet*. Senast uppdaterad 14 september 2023. Hämtad 2023-10-22 från:  
[https://www.regeringen.se/regeringsuppdrag/2023/09/uppdrag-att-genomfora-en-bedomning-av-resurstillrackligheten-for-svensk-elforsorjning/?mtm\\_campaign=Regeringsuppdrag&mtm\\_source=Regeringsuppdrag&mtm\\_medium=email](https://www.regeringen.se/regeringsuppdrag/2023/09/uppdrag-att-genomfora-en-bedomning-av-resurstillrackligheten-for-svensk-elforsorjning/?mtm_campaign=Regeringsuppdrag&mtm_source=Regeringsuppdrag&mtm_medium=email).

Regeringskansliet. "Uppdrag att främja ett mer flexibelt elsystem". *Regeringskansliet*. Senast uppdaterad 4 augusti 2022. Hämtad 2023-10-22 från:  
<https://www.regeringen.se/regeringsuppdrag/2022/08/uppdrag-att-framja-ett-mer-flexibelt-elsystem/>.

Regeringskansliet. "Uppdrag att stärka försörjningstryggheten i energisektorn". *Regeringskansliet*. Senast uppdaterad 22 december 2022. Hämtad 2023-09-12 från: <https://www.regeringen.se/regeringsuppdrag/2022/12/uppdrag-att-starka-forsorjningstryggheten-i-energiesektorn/>.

Regeringskansliet. "Uppdrag att årsvis avrapportera om genomförandeplan". *Regeringskansliet*. Senast uppdaterad 11 juli 2022. Hämtad 2023-06-19 från: <https://www.regeringen.se/regeringsuppdrag/2022/07/uppdrag-att-arsvis-avrapportera-om-genomforandeplan/>.

Sarfati Mahir, Hesamzadeh Mohammad Reza och Holmberg Pär. *Increase-Decrease Game under Imperfect Competition in Two-stage Zonal Power Markets – Part I: Concept Analysis*. Working Paper No. 1253. Institutet för näringslivsforskning, 2018.

SCB, "Fördelning av elavtal efter elområde och avtalstyper". SCB. Hämtad 2023-10-26 från: [https://www.statistikdatabasen.scb.se/pxweb/sv/ssd/START\\_\\_EN\\_\\_EN0301/SSDM anadElAvtalstyp/](https://www.statistikdatabasen.scb.se/pxweb/sv/ssd/START__EN__EN0301/SSDM anadElAvtalstyp/).

Svenska kraftnät. *Stödtjänster och avhjälpande åtgärder i ett energisystem under förändring*. Svenska kraftnät, 2021.

Svenska kraftnät. *Implementeringen av EU-regelverk på Svenska kraftnät*. Svenska kraftnät, 2022.

Svenska kraftnät. *Kortsiktig marknadsanalys 2022, analys av kraftsystemet 2023–2027*. Svenska kraftnät, 2022.

Svenska kraftnät. *Framtidens kapacitetsmekanism för att säkerställa resurstillräcklighet på elmarknaden*. Svenska kraftnät, 2023.

Svenska kraftnät. *Kraftbalansen på den svenska elmarknaden*. Svenska kraftnät, 2023.

Svenska kraftnät. *Utvidgning av effektreserven*. Svenska kraftnät, 2023.

Svenska kraftnät. Material från Svenska kraftnät 2023-03-03 (Energimarknadsinspektionens ärendenummer 2022–102491).

Svenska kraftnät. Material från Svenska kraftnät 2023-05-03 (Energimarknadsinspektionens ärendenummer 2022–102491).

Svenska kraftnät. Material från Svenska kraftnät 2023-08-15 (Energimarknadsinspektionens ärendenummer 2022–102491).

Svenska kraftnät. "Auktionering av EPAD:s". *Svenska kraftnät*. Senast granskad 3 februari 2023. Hämtad 2023-06-19 från: <https://www.svk.se/utveckling-av-kraftsystemet/systemansvar--elmarknad/pilotprojekt-stod-for-prissakring-pa-den-svenska-elmarknaden/auktionering-av-epads/>.

Svenska kraftnät. "Aurora Line". *Svenska kraftnät*. Hämtad 2023-06-19 från: <https://www.svk.se/utveckling-av-kraftsystemet/transmissionsnatet/transmissionsnatsprojekt/aurora-line/>.

Svenska kraftnät. "Avtagande minskning av elförbrukningen i februari". *Svenska kraftnät*. Senast uppdaterad 16 mars 2023. Hämtad 2023-10-22 från: <https://www.svk.se/press-och-nyheter/press/avtagande-minskning-av-elforbrukningen-i-februari---3342680/>.

Svenska kraftnät. *Balansansvarsavtal 4620–6*. *Svenska kraftnät*. Senast granskad 1 november 2023. Hämtad 2023-11-09 från: <https://www.svk.se/aktorsportalen/balansansvarig/balansansvarsavtalet/>.

Svenska kraftnät. "Behovsutredning av frekvensstabilitet över korta tidsskalor". *Svenska kraftnät*. Senast uppdaterad 10 juli 2023. Hämtad 2023-09-09 från: <https://www.svk.se/press-och-nyheter/nyheter/allmanna-nyheter/2023/behovsutredning-av-frekvensstabilitet-over-korta-tidsskalor/>.

Svenska kraftnät. "Beräknad start för flödesbaserad metod på elmarknaden: oktober 2024". Svenska Kraftnät. Senast uppdaterad 7 november 2023. Hämtad 2023-11-08 från: <https://www.svk.se/press-och-nyheter/nyheter/allmanna-nyheter/2023/beraknad-start-for-flodesbaserad-metod-pa-elmarknaden-oktober-2024/>.

Svenska kraftnät. "Det här betalar du". *Svenska kraftnät*. Senast granskad 27 september 2023. Hämtad 2023-10-20 från: <https://www.svk.se/aktorsportalen/balansansvarig/det-har-betalar-du/>.

Svenska kraftnät. "Effektreserv". *Svenska kraftnät*. Senast granskad 17 februari 2023. Hämtad 2023-10-16 från: <https://www.svk.se/aktorsportalen/bidra-med-reserver/om-olika-reserver/effektreserv/>.

Svenska kraftnät. "Elområdesöversyn". *Svenska kraftnät*. Senast granskad 9 juni 2023. Hämtad 2023-10-20 från: <https://www.svk.se/utveckling-av-kraftsystemet/systemansvar--elmarknad/elomradesoversyn/>.

Svenska kraftnät. "Svenska kraftnät föreslår justering av förordningen för effektreserven". *Svenska kraftnät*. Senast uppdaterad 2 maj 2023. Hämtad 2023-10-16 från: <https://www.svk.se/press-och-nyheter/nyheter/elmarknad->

allmant/2023/svenska-kraftnat-foreslar-justering-av-forordningen-for-effektreserven/.

Svenska kraftnät. "Hansa Powerbridge". *Svenska kraftnät*. Senast granskad 21 april 2021. Hämtad 2023-06-19 från <https://www.svk.se/hansapowerbridge>.

Svenska kraftnät. "Kommande förändringar för marknaden för FCR". *Svenska kraftnät*. Senast uppdaterad 6 april 2023. Hämtad 2023-09-09 från: <https://www.svk.se/press-och-nyheter/nyheter/elmarknad-allmant/2023/kommande-forandringar-pa-marknaderna-for-fcr/>.

Svenska kraftnät. "Nu blir det enklare för variabla resurser att delta på stödtjänstmarknaderna". *Svenska kraftnät*. Senast uppdaterad 31 oktober 2023. Hämtad 2023-11-02 från: <https://www.svk.se/press-och-nyheter/nyheter/elmarknad-allmant/2023/nu-blir-det-enklare-for-variabla-resurser-att-delta-pa-stodtjanstmarknaderna/>.

Svenska kraftnät. "Regeringen ger grönt ljus för Aurora Line – byggstart i höst". *Svenska kraftnät*. Senast uppdaterad 6 oktober 2023. Hämtad 2023-10-22 från: <https://www.svk.se/press-och-nyheter/press/regeringen-ger-gront-ljus-for-aurora-line---byggstart-i-host---3378968/>.

Svenska kraftnät. "RFI har skickats ut inför omstarten av upphandlingen". *Svenska kraftnät*. Senast uppdaterad 4 oktober 2023. Hämtad 2023-10-22 från: <https://www.svk.se/utveckling-av-kraftsystemet/transmissionsnatet/transmissionsnatsprojekt/hansa-powerbridge/nyheter/rfi-har-skickats-ut-infor-omstarten-av-upphandlingen2/>.

Svenska kraftnät. "Sammanställd statistik över elkonsumention". *Svenska kraftnät*. Senast uppdaterad 14 juni 2023. Hämtad 2023-10-22 från: <https://www.svk.se/om-kraftsystemet/kraftsystemdata/elstatistik>.

Svenska kraftnät. "Svenska kraftnät skapar förutsättningar för fler bud på mFRR-marknaden". *Svenska kraftnät*. Hämtad 2023-10-28 från: <https://www.svk.se/press-och-nyheter/nyheter/elmarknad-allmant/2023/svenska-kraftnat-skapar-forutsattningar-for-fler-bud-pa-mfrr-marknaden/>.

Svenska kraftnät. "Status update one East-West energy flows webinar for Nordic market participants, 2022-01-20". *Svenska kraftnät*. Hämtad 2023-10-22 från: <https://www.svk.se/contentassets/740834a1ebc545eea403d76fca432c15/presentation-webinar-20-january-2022.pdf>.

Svenska kraftnät. "Studie avseende design av bristprissättningsmekanism". *Svenska kraftnät*. Senast uppdaterad 3 maj 2023. Hämtad 2023-05-09 från

<https://www.svk.se/press-och-nyheter/nyheter/elmarknad-allmant/2023/studie-avseende-design-av-bristprissattningsmekanism/>.

Svenska kraftnät. "Så arbetar vi för att öka överföringskapaciteten Kortsiktiga åtgärder Kvartal 4 – 2022". *Svenska kraftnät*. Hämtad 2023-10-22 från: <https://www.svk.se/siteassets/om-oss/rapporter/2022/sa-arbetar-vi-for-att-oka-overforingskapaciteten-kortsiktiga-atgarder-kvartal-4-2022.pdf>.

Svenska kraftnät. "Så arbetar vi för att stärka försörjningstryggheten kortsiktiga och långsiktiga åtgärder, 2023 kvartal 3". *Svenska kraftnät*. Hämtad 2023-10-22 från: <https://www.svk.se/siteassets/om-oss/rapporter/2023/starka-forsorjningstryggheten-rapport-kvartal-3.pdf>.

Svenska kraftnät. "Transmissionsnätstariff och avgift till balansansvariga parter 2024". *Svenska kraftnät*. Senast uppdaterad 28 september 2023. Hämtad 2023-10-20 från: <https://www.svk.se/press-och-nyheter/nyheter/elmarknad-allmant/2023/transmissionsnatstariff-och-avgift-till-balansansvariga-parter-2024/>.

Svenska kraftnät. "Utgivelse av nya tekniska krav för frekvenshållningsreserver (FCR)". *Svenska kraftnät*. Senast uppdaterad 2 juni 2023. Hämtad 2023-10-28 från: <https://www.svk.se/press-och-nyheter/nyheter/elmarknad-allmant/2023/utgivelse-av-nya-tekniska-krav-for-frekvenshallningsreserver-fcr/>.

Svenska kraftnät. "Uppdaterad roadmap NBM bekräftar start av mFRR energiaktiveringsmarknad Q1 2025". *Svenska kraftnät*. Senast uppdaterad 5 september 2023. Hämtad 2023-09-11 från: <https://www.svk.se/press-och-nyheter/nyheter/balansansvar/2023/uppdaterad-roadmap-nbm-bekraftar-start-av-mfrr-energiaktiveringsmarknad-q1-2025/>.

# Bilaga 1 Ei:s förslag till genomförandeplan från 2020

Ei:s rekommendationer till åtgärder för genomförandeplanen från 2020 sammanfattas i tabellen nedan. Rekommendationerna är indelade efter de kategorier som anges i artikel 20.3 i elmarknadsförordningen.

Tabell 1 över Ei:s rekommendationer till åtgärder för genomförandeplan år 2020

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 dagen före- 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



<b>Identifierade problem respektive förbättringsområden</b>	<b>Rekommenderade åtgärder</b>	<b>Syfte med åtgärden</b>
Prisinformation bör publiceras så nära realtid som möjligt	Svenska kraftnät bör säkerställa att de har rutiner mm så att de kan publicera prisinformation från reglerkraftmarknaden så nära realtid som möjligt.	f) Säkerställa kostnadseffektiv och marknadsbaserad upphandling av balanserings- och stödtjänster
Specialregleringar som snedvrider prissignalen i balansmarknaden ska undvikas	Svenska kraftnät bör, med start 2021, årligen redovisa hur så kallade specialregleringar (åtgärder som görs av nätskäl) påverkar priserna på balansenergi eller avräkningen av aktörers obalanser på den svenska och nordiska elmarknaden. Vidare bör rimligheten i prissättningen av de bud som aktiveras för andra ändamål än balansskäl och som prissätts annorlunda än bud som aktiveras av balansskäl analyseras vidare.	f) Säkerställa kostnadseffektiv och marknadsbaserad upphandling av balanserings- och stödtjänster
Avgiftsstrukturen för balansansvariga socialiserar kostnader	De avgifter som Svenska kraftnät tar ut av de balansansvariga (BRP) bör så långt det är möjligt motsvara de kostnader som respektive aktör ger upphov till. Dagens struktur bör ses över.	f) Säkerställa kostnadseffektiv och marknadsbaserad upphandling av balanserings- och stödtjänster
Prissättning av vissa reserver med metoden pay as bid bör ses över	Det bör utredas om tillämpningen av pay as bid vid prissättning inom ramen för FCR-N och FCR-D är den mest ändamålsenliga prissättningsmetoden.	f) Säkerställa kostnadseffektiv och marknadsbaserad upphandling av balanserings- och stödtjänster
Förkvalificeringsprocessen riskerar att försvåra inträde på balansmarknaden	Svenska kraftnät bör se över förkvalificeringsprocessen och även löpande utvärdera de kravspecifikationer som är knutna till leverans av respektive stödtjänst.	e) Möjliggöra egenproduktion, energilagring, åtgärder på efterfrågesidan och energieffektivitet genom att anta åtgärder för att undanröja snedvridningar till följd av lagstiftning samt f) Säkerställa kostnadseffektiv och marknadsbaserad upphandling av balanserings- och stödtjänster
Storleken på minsta tillåtna bud hindrar vissa aktörer från att leverera stödtjänster	Dagens relativt höga minimikrav på minsta budstorlek för att delta i upphandling av manuella respektive automatiska frekvensåterställningsreserver (mFRR och aFRR) bör utvärderas kontinuerligt för att minska inträdesbarriärer.	e) Möjliggöra egenproduktion, energilagring, åtgärder på efterfrågesidan och energieffektivitet genom att anta åtgärder för att undanröja snedvridningar till följd av lagstiftning samt f) Säkerställa kostnadseffektiv och marknadsbaserad upphandling av balanserings- och stödtjänster

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

## Bilaga 2 Ökning av utbudet av förkvalificerade volymer för stödtjänster i MW

Tabell 2 ökning av utbudet av förkvalificerade volymer i MW

Stödtjänst	Total volym per 31/12 2019	Ny volym 2020	Omkvalificering 2020	Ny volym 2021	Omkvalificering 2021	Ny volym 2022	Omkvalificering 2022	Ny volym 2023 (Q1-Q2)	Omkvalificering 2023 (Q1-Q2)	Total förkvalificerad volym * (MW)
<b>FFR</b>	-	-	-	-	-	118	-	32	-	150
<b>FCR-D upp</b>	438	29	47	40	268	160	472	279	1 317	3 050
<b>FCR-D ned**</b>	-	-	-	308	-	743	-	502	-	1 553
<b>FCR-N</b>	511	5	19	16	190	12	1 063	158	283	2 257
<b>aFRR</b>	275	0	0	20	0	55	632	265	943	2 190
<b>mFRR</b>	10	0	0	20	0	293	7 363	150	790	8 625

Källa: Material från Svenska kraftnät 2023-08-15.

\* Statistiken inkluderar alla förkvalificerade resurser inklusive resurser som är förkvalificerade inom piloten för variabla resurser, omkvalificeringar, samt resurser som genomfört en förenklad förkvalificering. Notera att statistiken inte längre inkluderar någon uppskattad volym för 2018, i stället är omkvalificeringar inkluderade. Förkvalificering infördes 2018 och därför finns det resurser som ännu inte är förkvalificerade. Statistiken över förkvalificerade volymer för FCR-D upp, aFRR och mFRR visar därför inte hela det teoretiska utbudet.

\*\* Produkten infördes år 2022.

