

---

# Så arbetar vi för att öka överföringskapaciteten

Kortsiktiga åtgärder

Kvartal 4 - 2022



## Håll utkik efter utropstecknet



Denna presentation innehåller en sammanfattning av de **kortsiktiga** åtgärder (åtgärder som påverkar handelskapaciteten den kommande treårsperioden) som Svenska kraftnät arbetar med för att öka överföringskapaciteten för **kvartal 4 – 2022**.

Det svarar på Regeringsuppdraget: *”Uppdrag att kvartalsvis informera om åtgärder för att öka handelskapaciteten mellan elområden”*.

Symbolen *utropstecknet* symboliserar att en uppdatering har gjorts i avsnittet eller på sidan, sedan föregående rapportering. Det är ett sätt att göra det enklare för läsaren att se vad som har uppdaterats sedan det senaste kvartalet.

På sidan 3 hittar man en sammanfattande bild av vad som är nytt för varje område. Uppdateringarna med utropstecknet återfinns också under varje åtgärd.



# Uppdateringar sedan kvartal 3 – 2022

## Marknadsåtgärder

Mothandel – Svenska kraftnät har upphandlat totalt 330 MW produktion i södra Sverige, i syfte att öka handelskapaciteten

TRM – Svenska kraftnät har beslutat att tillsvidare behålla den lägre driftsäkerhetsmarginalen på snitt 4 om 100 MW även under morgonrampningen

**Nytt!** – Operativt samarbete

## Traditionella åtgärder och portföljprioritering

Ny 400 kV ledning mellan Karlslund och Östansjö har drifftagits

## Tekniker för högre nyttjande av befintligt nät

DLR – Utrustning för Dynamic line rating har installerats

Högtemperaturledning – Högtemperatur ledning på sträckan Valbo till Untra har installerats

FoU Energilager – Forskningsrapport om Energilager har publicerats på [www.svk.se](http://www.svk.se)

---

# Kortsiktiga åtgärder – innehåll denna presentation

Svenska kraftnät arbetar kontinuerligt med att förstärka överföringsförmågan i det svenska transmissionsnätet och möjliggör därigenom en ökad tilldelning av handelskapacitet till elmarknaden.

Denna presentation innehåller en sammanfattning av de **kortsiktiga** åtgärder (åtgärder som påverkar handelskapaciteten den kommande treårsperioden) som Svenska kraftnät arbetar med för att öka överföringskapaciteten och som svarar på Regeringsuppdraget: *”Uppdrag att kvartalsvis informera om åtgärder för att öka handelskapaciteten mellan elområden”*.

Presentationen beskriver hur arbetet framskrider och vilken effekt de planerade åtgärderna förväntas ge.

Utöver dessa åtgärder genomför Svenska kraftnät även många **långsiktiga** investeringar, vilka ger den största påverkansökningen av kapaciteten. Dessa redogörs dock inte för i denna presentation.

## Sid 14 - Marknadsåtgärder

- Sid 15 - Summaallokering
- Sid 17 - Flow-based
- Sid 19 - Mothandel
- Sid 21 - Förändrad TRM
- Sid 23 - Stödtjänst spänningsreglering
- Sid 25 - Kärnkraftens revisionsperioder
- Sid 27 - Operativt samarbete med Statnett

## Sid 29 - Tekniker för högre nyttjande av befintligt nät

- Sid 30 - Utöka systemvärnsfunktionaliteten
- Sid 32 - Öka driftströmmen i befintlig utrustning
- Sid 34 - Dynamic Line Rating (DLR)
- Sid 36 - Högtemperaturledning
- Sid 38 - Energilager
- Sid 40 - Flödesstyrning

## Sid 42 - Traditionella åtgärder och portföljprioritering

- Sid 43 - Löpande identifiering av begränsande utrustning
- Sid 44 - Portföljprioritering
- Sid 45 - Systemutredning i SE3
- Sid 46 - Övriga planerade nätinvesteringar
- Sid 47 - Åtgärder för att minska avbrottsid

## Sid 48 - Övriga rapporteringspunkter

- Sid 49 - Utveckling av stödtjänstmarknaderna.
- Sid 54 - Planerad anskaffning av nyttor som idag tillhandahålls av störningsreserven.
- Sid 55 - Avtalsstruktur
- Sid 57 – Kapacitetsavgifter

## Sid 60 - Rapporteringspunkter exklusiva för kvartal 4, 2022

- Sid 61 - Åtgärder för att främja likviditet och funktion av den finansiella marknaden.
- Sid 66 - Analys av framtida behov av effektreserven efter 2025.
- Sid 74 - Förutsättningar för anslutning av elproduktion, inklusive havsbaserad vindkraft i södra Sverige.

# Marknadsåtgärder – sammanfattning

Summaallokering – **genomfört**

---

Flow-based – ännu ej genomfört

---

Mothandel – **genomfört, ytterligare åtgärder kan tillkomma**

---

Förändrad TRM – **genomfört, ytterligare åtgärder kan tillkomma**

---

Stödtjänst spänningsreglering – ännu ej genomfört

---

Kärnkraftens revisionsperioder – **genomfört, ytterligare åtgärder kan tillkomma**

---

Operativt samarbete Statnett – **genomfört, ytterligare åtgärder kan tillkomma**

---

# Tekniker för högre nyttjande – sammanfattning

Utöka systemvärnsfunktionalitet – ännu ej genomfört

---

Öka driftströmmen i befintlig utrustning – **genomfört**

---

Dynamic Line Rating (DLR) – **genomfört, ytterligare åtgärder kan tillkomma**

---

Högtemperaturledning – **genomfört, ytterligare åtgärder kan tillkomma**

---

Energilager FoU rapport – **genomfört, ytterligare åtgärder kan tillkomma**

---

Flödesstyrning FoU rapport – ännu ej genomfört

---

## Traditionella åtgärder – sammanfattning

Löpande identifiering av begränsande utrustning – **genomfört, ytterligare åtgärder kan tillkomma**

---

Portföljprioritering – **genomfört**

---

Systemutredning i SE3 – **ännu ej genomfört**

---

Övriga planerade nätinvesteringar – **delvis genomfört, ytterligare åtgärder kan tillkomma**

---

Åtgärder för att minska avbrottsid – **ännu ej genomfört**



# Sammanställning över utveckling handelskapaciteter

Överföringskapaciteter är inte en fast parameter utan varierar beroende på vilket effektflöde som transporteras i nätet. För vinterperioden 2021/2022 var det främst två flödesscenarier som dominerade; ett nord-syd flöde genom SE3 och ett öst-väst flöde genom SE3. De två flödesscenarierna medför olika driftsäkerhetsrisker i SE3 och kräver därmed olika kapacitetsbegränsningar för att upprätthålla driftsäkerheten.

Ett nord-sydligt flöde är troligt under tider på dygnet när elförbrukningen högre och med lägre vindkraftsproduktion. Det öst-västliga flödesscenariot är därmed troligare att inträffa under perioder med lägre elförbrukning och när det finns ett produktionsöverskott i Sverige och Finland. Det innebär att kapacitetsnivåerna i överföringssystemet måste anpassas för vilket

flödesscenario som är troligt och överföringskapaciteten kan därmed variera med en kapacitet dagtid och en annan nattetid.

Effekten av de åtgärder som presenteras kan därför inte summeras till en total kapacitetsökning. Vissa av åtgärderna avlastar vid vissa tillfällen och andra vid andra.

På nästa bild visas hur kapaciteten i SE3 har varierat under perioden 15 november 2021 till 1 mars 2022, samt hur kapaciteterna förväntas variera under vintern 2022/2023, när planerade kapacitetshöjande åtgärder enligt ovan har genomförts.



# Jämförelse kapacitet

	Vinter 2021/2022		Vinter 2022/2023		Kommentar
	Maxkapacitet [MW]	Minkapacitet [MW]	Maxkapacitet [MW]	Minkapacitet [MW]	
SE2>SE3	7 000	5 200	7 300	6 500 (6 200) <sup>4</sup>	Maxkapacitet förutsätter möjlighet till mothandel.
SE3>SE4	5 600	4 800 (3 700 <sup>2</sup> )	5 600	4 800 (3 500) <sup>5</sup>	Ingen planerad kapacitetshöjning.
NO1>SE3 <sup>1</sup>	1450	1450	2145	1450	Handelskapaciteten mellan NO1 och SE3 har ökat inför vintern 22/23.
SE3>NO1	1 250	150	-	-	
SE3>DK1	715	150	-	-	
SE3>SE3LS <sup>2</sup>	1 595	300	1 500	600 (0) <sup>6</sup>	Mellan 25–50% av max NTC tillgänglig
FI>SE3	400	0	600	150 (0) <sup>7</sup>	Mellan 12,5–50% av max NTC tillgänglig

Jmf kapacitet 21/22>>22/23	
Maxkapacitet [MW]	Minkapacitet [MW]
+ 300	+ 1 300
0	0
+695	0
-	-
-	-
- 95	+ 300
+ 200	+ 150

<sup>(1)</sup> NO1>SE3 handelskapaciteten har ökat tack vare vidtagna åtgärder för bättre utnyttjande av handelskorridoren i båda riktningarna: [Økt kapacitet i strømmettet mellom Norge og Sverige | Statnett](#)

<sup>(2)</sup> SE3>SE3LS avser summaallokeringen. Eftersom denna inte var implementerad vintern 2021/2022 är värdet ett uppskattat min och maxvärde av vad som mest tilldelats NO1 och DK1 tillsammans.

<sup>(3)</sup> Handelskapaciteten för vintern 2021/2022 var under vissa perioder lägre än 4 800 MW i enlighet med gällande marknadsmeddelanden. Den generella minkapacitet var dock 4800 MW.

<sup>(4-7)</sup> Minkapacitet har sänkts jämfört med tidigare rapportering. Bla pga otillgänglig kärnkraft. Handelskapaciteten under vintern sätts i enlighet med gällande marknadsmeddelanden som kan ange andra kapacitetsintervall.



# Resonemang kring kapaciteter vintern 2027/2028

	Vintern 2027/2028
<b>SE2&gt;SE3</b>	Svenska kraftnät arbetar med att ta fram en uppdaterad kapacitetstrappa för snitt 2 fram till 2027/2028. Tidigare analys bedömer att maxkapaciteten kan öka till 8 100 MW vid intakt nät utifrån att planerade åtgärder genomförs enligt plan. Kapaciteten kommer dock på motsvarande sätt som idag variera utifrån driftsituation och last- och produktionsläge och förväntas därför variera mellan 7 100 – 8 100 MW under hög lastperiod.
<b>SE3&gt;SE4</b>	Svenska kraftnät arbetar med att ta fram en uppdaterad kapacitetstrappa för snitt 4 fram till 2027/2028. Tidigare analys bedömer att maxkapaciteten kan öka till 6 800 MW förutsatt att de nya 400 kV-ledningen mellan Ekhyddan-Nybro-Hemsjö tas i drift som planerat. Kapaciteten kommer dock på motsvarande sätt som idag variera utifrån driftsituation och last- och produktionsläge. Exakt kapacitetsintervall är ännu inte fastställt.
<b>SE3&gt;SE3LS</b>	Svenska kraftnät arbetar med att ta fram en uppdaterad kapacitetstrappa för summaallokeringen SE3>SE3LS fram till 2027/2028. När planerade åtgärder är genomförda förväntas överföringskapaciteten öka från nuvarande nivå. Kapaciteten kommer dock på motsvarande sätt som idag variera utifrån driftsituation och last- och produktionsläge. Exakt kapacitetsintervall är ännu inte fastställt.
<b>FI&gt;SE3</b>	Svenska kraftnät arbetar med att ta fram en uppdaterad kapacitetstrappa för FI>SE3 fram till 2027/2028. När planerade åtgärder är genomförda förväntas överföringskapaciteten öka från nuvarande nivå. Kapaciteten kommer dock på motsvarande sätt som idag variera utifrån driftsituation och last- och produktionsläge. Exakt kapacitetsintervall är ännu inte fastställt.



# Handelskapaciteterna ökade under 2022 jämfört med 2021

Kapaciteter snitt 2

Genomsnittliga kapaciteter för day-ahead

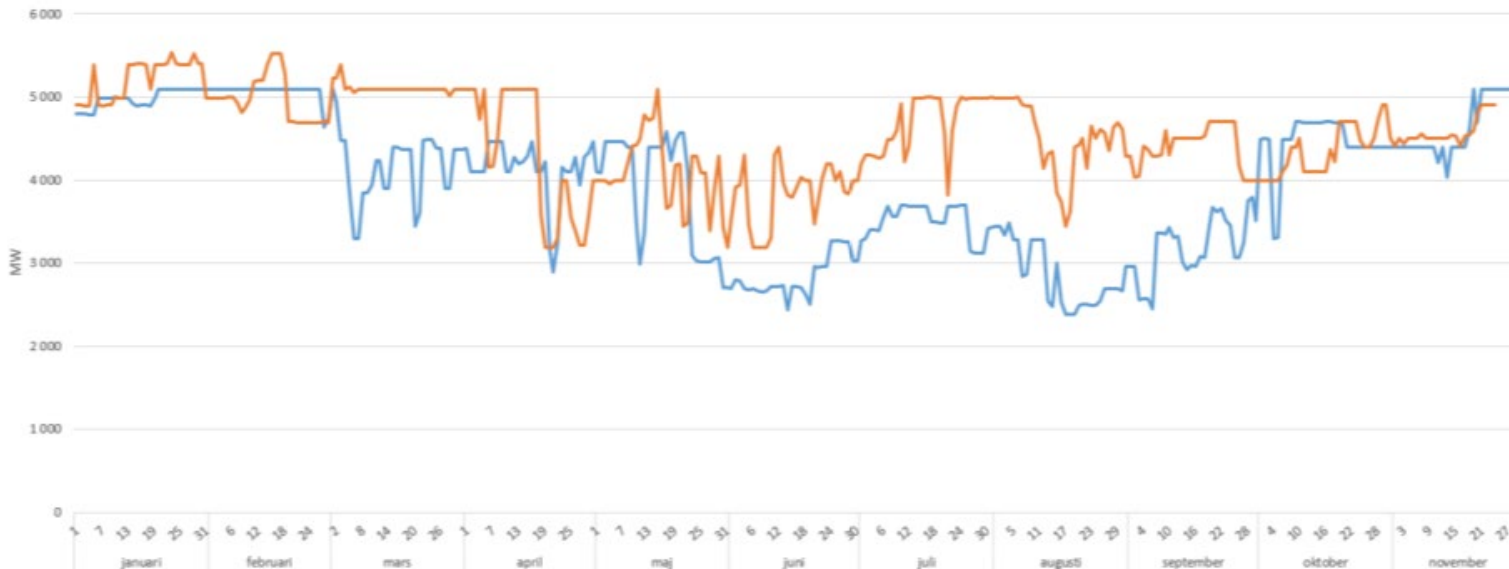


Handelskapaciteterna för snitt 2 och snitt 4 har varit högre under 2022 (orange) jämfört med 2021 (blå) vilket beror på flera olika faktorer.

För snitt 2 har god planering av kärnkraftens revisioner relativt planerade underhållsarbeten i nätet tillsammans med nya apparater och ledningar gett en högre kapacitet, också inför vintern i enlighet med kapacitetsprognosen.

Kapaciteter snitt 4

Genomsnittliga kapaciteter för day-ahead



På samma sätt har kapaciteten för snitt 4 ökat under sommaren för att därefter återgå till samma nivåer som föregående vinter, också det i enlighet med kapacitetsprognosen. Kapaciteterna har i stort bibehållits på de förväntade nivåerna trots förlängd avställning av Ringhals 4 under hösten fram till februari 2023.

---

## Kortsiktiga åtgärder

> Marknadsåtgärder

> Tekniker för högre nyttjande av befintligt nät

> Traditionella åtgärder och portföljprioritering

# Marknadsåtgärder

Här presenterar vi åtgärder som påverkar metoden för att bestämma handelskapaciteter, NTC (Net Transfer Capacity).

- > Summaallokering
- > Flow-based
- > Mothandel
- > Förändrad TRM
- > Stödtjänst spänningsreglering
- > Kärnkraftens revisionsperioder
- > **Nytt!** Operativt samarbete



# Summaallokering

Svenska kraftnät har infört summaallokering för tre elområden: SE3, DK1 och NO1. Det innebär att överföringskapaciteten mellan dessa tre områden görs beroende av varandra.



Genom summaallokering kan vi möjliggöra högre driftsäkra handelsutbyten vid öst-västligt flöde, framför allt i situationer när det är import till SE3 på den ena förbindelsen och export på den andra. Åtgärden förväntas bidra med ytterligare upp till 1 300 MW total handelskapacitet mot Danmark och Norge.

Sedan införandet har summaallokering bidragit med ökade handelskapaciteter och med det samhällsekonomisk nytta. Svenska kraftnät ser över hur en kvantitativ analys av nyttan kan ske.



Summaallokering infördes i mars 2022. Åtgärden blir överflödig när flowbased implementeras under 2023.



# Flowbased

Svenska kraftnät ska implementera flowbased eller flödesbaserad marknadskoppling. Det är ett sätt att tilldela kapacitet till marknaden med större hänsyn till de fysiska flödena i nätet.



Flowbased gör det möjligt att nyttja nätet effektivare genom att erbjuda fler överföringsmöjligheter. Fördelningen av överföringskapaciteten mellan förbindelser är inte ett val av systemoperatören utan bestäms av marknaden när priserna sätts.



Paralleldrif startades i mars 2022. Resultatet analyseras löpande. Implementering sker tidigast 2023.

# Dimensionering och anskaffning av resurser för mothandel och omdirigering

Svenska kraftnät och övriga nordiska systemoperatörer undersöker olika sätt att använda mothandel för att öka handelskapaciteten.

Mothandel innebär att systemoperatören minskar en överföring genom att beordra ökad produktion eller minskad förbrukning i det elområde där det finns underskott, och minskad produktion eller ökad förbrukning i det elområde där det finns överskott.

Svenska kraftnät använder mothandel i operativ drift, till exempel om ett fel inträffar på en överföringsförbindelse, vid prognosfel eller när den verkliga överföringen inte stämmer överens med handelsflödet.



Genom mothandel kan Svenska kraftnät öka kapaciteten som lämnas till marknaden. Svenska kraftnät kan då tillåta större handelskapacitet än vad systemet tål i ett värsta scenario.

Den faktiska påverkan på kapaciteten mellan elområden av de resurser om 390 MW som upphandlats under december 2022 kan Svenska kraftnät ännu inte redogöra för.



Svenska kraftnät har inför för vinterperioden 2022/2023 säkrat resurser för mothandel och omdirigering i södra Sverige vilket ökar Svenska kraftnäts möjligheter att hantera öst-västliga flöden på ett effektivt sätt samtidigt som redundansen ökar i sydvästra Sverige. Upphandlingen omfattar totalt 390 MW.



Mothandel används sedan något år tillbaka för att öka handelskapaciteterna i normal drift. I december 2022 har 390 MW upphandlats med syfte att öka möjligheten till mothandel ytterligare.

## Förändrad TRM



Svenska kraftnät utreder möjligheten att uppdatera gränserna för Transmission Reliability Margin (TRM), på snitt 2, mellan elområde SE2 och elområde SE3, och snitt 4, mellan elområde SE3 och elområde SE4.

TRM är skillnaden mellan den verkliga överföringsförmågan och den överföringskapacitet som handlas på dagenförehandeln. Det är alltså en driftsäkerhetsmarginal som tar höjd för att det ibland sker ett större effektflöde i verkligheten än vad som handlas.

Svenska kraftnät har gjort preliminära analyser av historiska värden för att bedöma hur stort behovet av TRM är för olika tider över dygnet och för olika snitt. Det första resultatet är att TRM-nivån för snitt 4 justeras från 200 MW till 100 MW för morgontimmarna kl. 06-08 på vardagar.



TRM på snitt 2 är idag satt till 300 MW. En eventuell anpassning av TRM-nivåerna kan ge ytterligare 50–100 MW handelskapacitet vissa timmar, framför allt under timmar med låg last.

TRM på snitt 4 kan variera mellan 100 MW och 200 MW. Vardagar mellan kl 06 till 08 har TRM varit 200 MW som regel men har under hösten justerats tillbaka till 100 MW. Drifterfarenheten visar att den marginalen i de flesta driftsituationer är tillräcklig vilket har gett 100 MW i högre handelskapacitet under morgontimmarna.



Svenska kraftnät har återställt TRM nivån till 100 MW under morgontimmarna för snitt 4.



En nedjustering av TRM på snitt 4 under morgontimmarna har skett under hösten 2022. Ytterligare förändringar undersöks.

# Stödtjänst spänningsreglering

Arbetet med att införa *stödtjänsten spänningsreglering* startar kvartal 3 - 2022. Detta är en av de åtgärder från Svenska kraftnäts *Regeringsuppdrag för stödtjänster*.

Svenska kraftnät saknar idag icke-frekvensrelaterade stödtjänster och har också begränsad möjlighet att styra aktörer med ekonomiska incitament för ökad spänningsprestanda i elsystemet.

Målet är att införa en administrativt fastställd ersättning för spänningsreglering med två ersättningsnivåer; en nivå för temporär och en nivå för varaktig spänningsreglering i anslutningspunkten till transmissionsnätet.

Svenska kraftnät har tagit fram ett första utkast i Regeringsuppdraget för stödtjänster till teknisk utformning av stödtjänsten, dock är fortsatt utredningsarbete nödvändigt. Svenska kraftnät har för avsikt att samråda med branschen och vidareutveckla förslaget.



Förbättrad spänningsstabilitet möjliggör att ökad handelskapacitet kan tilldelas, beroende på driftsituation.



Projektet startade i september 2022.



# Kärnkraftens revisionsperioder

Dialog mellan Svenska kraftnät och kärnkraftverkens ägare sker sedan några år tillbaka kring hur kärnkraftverkens revisionsarbeten kan förläggas för att ge bäst stöd till kraftsystemet.

Dialogen har utformats till en vägledning för hur revisionerna ska förläggas också framåt i tiden.



Genom att planera in tidsmarginaler mellan revisioner med stor påverkan på kraftsystemet kan möjlig överföringskapacitet hållas så stor som möjligt.



Dialog sker sedan något år inför varje sommar. I år 2022 resulterade dialogen i en god plan med tidsmarginaler mellan de revisioner som har stor påverkan på kraftsystemet.



## Operativt samarbete med Statnett

Statnett har beslutat att åter idriftta systemvärn som ökar möjlig överföring mellan elområde NO1 och SE3. Statnett motiverar idrifttagandet med att tätt operativt samarbetet mellan Statnett och Svenska kraftnät gör det möjligt.

För mer information (på norska) se [Økt kapasitet i strømmettet mellom Norge og Sverige | Statnett](#)



Ett tätt operativt samarbete mellan Statnett och Svenska kraftnät har möjliggjort för Statnett att återaktivera installerade systemvärn, och därmed öka överföringskapacitet från NO1 till SE3.



Systemvärnen aktiveras åter den 12 december 2022.

## Tekniker för högre nyttjande av befintligt nät

Här presenterar vi tekniker som gör det möjligt att öka användningen av det befintliga nätet, utan lednings- och apparatinvesteringar.

- > Utöka systemvärnsfunktionaliteten
- > Öka driftströmmen i befintlig utrustning
- > Dynamic Line Rating (DLR)
- > Högtemperaturledning
- > Energilager
- > Flödesstyrning

# Utöka systemvärnsfunktionaliteten

Svenska kraftnät utökar systemvärnsfunktionaliteten på förbindelsen mellan SE3 och FI (Fenno-Skan) och SE3 och DK1 (Konti-Skan), och eventuellt även på snitt 2.

Systemvärn är ett skyddssystem för kraftsystemet som kan stoppa eller minska effektflödet om ett fel uppstår. Normalt sätts handelskapaciteten så att ingen ytterligare ledning eller apparat ska överlastas oavsett vilket fel som inträffar i systemet. Med ett systemvärn kan vissa felfall undantas och kapaciteterna därmed tillåtas vara högre.



Genom att öka systemvärnsfunktionaliteten behöver Svenska kraftnät inte ta höjd för alla eventuella felfall och kan på så sätt öka handelskapaciteten. Systemvärdet kommer att innebära en handelskapacitet på mellan 300 och 600 MW på Fenno-Skan istället för nuvarande 0 till 300 MW. Dvs en ökning om ca 300 MW.



Utökad systemvärnsfunktionalitet på Fenno-Skan och Konti-Skan är planerat för implementering i januari 2023. Dessutom pågår en utredning kring utökad systemvärnsfunktionalitet på snitt 2 som i sin helhet kommer att vara klar under januari 2023. Preliminärt kommer den utökade systemvärnsfunktionaliteten bidra positivt och öka handelskapaciteten. Eventuell implementering kommer tidigast kunna ske Q3 2023.

# Öka driftströmmen i befintlig utrustning

Svenska kraftnät ser över och höjer driftströmmen, det vill säga hur stor ström som utrustningen tål, i utrustning som begränsar kapaciteten. Ändringen innebär att apparaterna kan belastas med en högre ström kontinuerligt, och inte enbart under ett begränsat antal timmar.

Detta kan göras i utrustning som ska bytas ut, i väntan på utbytet – om det anses driftsäkert. Om konsekvensen i värsta fall är att utrustningen åldras i förväg men risken för haveri är låg anses det driftsäkert. Detta analyseras med hjälp av data från utrustningens tillverkare.





Åtgärden har redan lett till höjda kapacitetsgränser. Höjningen har lett till att perioder med höga kapaciteter kan förlängas. Det innebär att kapaciteten kan hållas upp till 300 MW högre vissa timmar, när Svenska kraftnät annars hade behövt sänka kapaciteterna för att avlasta utrustningen.



Beslut om ökad driftström togs i december 2021 respektive februari 2022. Inga ytterligare ökning av driftström planeras i nuläget.

# Dynamic Line Rating (DLR)

Svenska kraftnät undersöker hur kapaciteten kan ökas genom Dynamic Line Rating (DLR). DLR innebär att ledningens belastningsförmåga övervakas i realtid och att belastningen kontinuerligt anpassas till denna varierande förmåga.

Svenska kraftnät har genomfört pilotprojekt i Stockholmsområdet och i Skåne för ökad lokal kapacitet. DLR är dock realtidsövervakning och för att kapacitet ska kunna göras tillgänglig redan på dagenförehandeln, krävs möjlighet till mothandel för de fall realtidsvärden avviker från prognos.



Under gynnsamma förhållanden kan DLR göra det möjligt att belasta ledningar högre än den beräknade gräns som normalt används. Högre belastade ledningar kan leda till högre handelskapaciteter.



Svenska kraftnät har under november installerat DLR-utrustning på ett antal ledningar.



Svenska kraftnät installerar under 2022 DLR-utrustning på ett antal ledningar. Dessutom undersöker Svenska kraftnät om ett mer långsiktigt införande av DLR kan ske från 2023 och framåt.

# Högtemperaturledning

Genom att byta ut en vanlig ledning mot en högtemperaturledning kan högre effekt överföras i befintlig ledningsgata, med befintliga stolpar. På så sätt kan en uppgradering gå relativt snabbt.



En högtemperaturledning har installerats på sträckan mellan Valbo och Untra. Denna ledning syftar främst till att ge ökad uttagsförmåga i närområdet, ca 100 MW ytterligare uttagskapacitet i Västeråsområdet, och ca 100 MW i Uppsala. Byte till högtemperaturledning är också en förutsättning för att uttaget till Stockholm ska kunna öka.

Projektet kan också ses som ett pilotprojekt för framtida användning av högtemperaturledning.



Högtemperaturledningen mellan Valbo och Untra installerades i september 2022..



Högtemperaturledningen installerades Q3 2022. Ledningen kommer att finnas på plats till dess mer långsiktiga förstärkningar är genomförda.



## Energilager för ökad kapacitet

Svenska kraftnät har initierat ett forsknings- och utvecklingsprojekt för att undersöka hur energilager kan öka överföringskapaciteten i det svenska stamnätet. Den färdiga forskningsrapporten finns att läsa på [www.svk.se](http://www.svk.se) [Forskningsrapport om nyttan med energilager i transmissionsnätet | Svenska kraftnät \(svk.se\)](#)



En del av förstudien syftar till att undersöka vilken effekt en lösning med energilager kan ha på handelskapaciteten. I den publicerade rapporten presenteras bl.a. detta.



Den färdiga forskningsrapporten publicerades i december 2022 [Forskningsrapport om nyttan med energilager i transmissionsnätet | Svenska kraftnät \(svk.se\)](#)



En omvärldsanalys färdig och fördjupade studier av de tekniker som bedöms ha kapacitet att öka överföringskapaciteten färdigställdes i Q4 2022. En eventuell implementering ligger uppskattningsvis minst 3 år bort i tiden.

# Flödesstyrande utrustning

Svenska kraftnät har initierat ett forsknings- och utvecklingsprojekt för att undersöka hur flödesstyrande utrustning kan användas för att öka överföringskapaciteten i det svenska stamnätet. Just nu pågår en förstudie som belyser möjliga tekniker och deras potential.





En del av förstudien syftar till att undersöka vilken effekt en lösning med flödesstyrande utrustning kan ha på handelskapaciteten.



Den färdiga forskningsrapporten planeras att publiceras på [www.svk.se](http://www.svk.se) i Q1 2023



Omvärldsanalysen och den inledande analysen av nyttan i svenska stamnätet planeras att publiceras på [www.svk.se](http://www.svk.se) i Q1 2023. Efter detta följer fördjupade studier av de tekniker som bedöms ha kapacitet att öka överföringskapaciteten. En eventuell implementering ligger uppskattningsvis minst 3 år bort i tiden.

## Traditionella åtgärder och portföljprioritering

Här presenterar vi portföljprioritering och åtgärder som faller under Svenska kraftnäts traditionella projektportfölj.

- > Löpande identifiering av begränsande utrustning
- > Portföljprioritering
- > Systemutredning i SE3
- > Övriga planerade nätinvesteringar
- > Åtgärder för att minska avbrottstid

## Löpande identifiering av begränsande utrustning



Svenska kraftnät identifierar löpande vilken utrustning som begränsar handelskapaciteterna, och vidtar åtgärder för att bygga bort flaskhalsar.

I första hand prioriteras utrustning som är relativt enkel att åtgärda, exempelvis apparater som brytare och frånskiljare. Det går betydligt snabbare att åtgärda denna typ av utrustning jämfört med att till exempel bygga nya ledningar.

Ett apparatbyte genomfördes hösten 2021. Detta ökar handelskapaciteten med något hundratal MW vid öst-västligt flöde.

# Portföljprioritering



Under slutet av 2021 gjorde Svenska kraftnät en fördjupad analys av vilka investeringsprojekt som har störst effekt på tillgänglig kapacitet och såg över tidplanen för dessa.

Det rör sig i första hand om tre projekt där Svenska kraftnät installerar seriekompensering på viktiga snittledningar. Investeringen väntas ge ytterligare totalt 800 MW överföringskapacitet på framför allt snitt 2, stegvis fram till 2027–2028.

## Systemutredning i SE3



Svenska kraftnät har startat en systemutredning i elområde SE3. Syftet är att identifiera om det behövs ytterligare investeringar, utöver de som redan identifierats, för att långsiktigt säkerställa god kapacitet till och från SE3.

# Övriga planerade nätinvesteringar



Planerade nätinvesteringar som väntas bidra till höjd handelskapacitet under den kommande treårsperioden.

- > Uppgradering av seriekompenseringsstationer: Svenska kraftnät ska åtgärda seriekompenserade ledningar i snitt 2. Anläggningarna ska tas i drift mellan 2026 och 2028. (Se också rubriken Portföljprioritering ovan)
- > Åtgärder för förbättrad spänningsstabilitet: Svenska kraftnät ska under åren 2022 till 2027 utföra flera åtgärder som syftar till att förbättra spänningsstabiliteten och höja överföringsgränsen på snitt 2.
- > Nya 400 kV ledningar mellan Ingelkärr - Stenkullen och Skogssäter - Ingelkärr: Ledningarna kommer att öka överföringskapaciteten längs med södra delen av Västkusten. Ledningarna ska tas i drift år 2025 respektive 2029
- > Spänningshöjning mellan Himmeta och Karlslund: Spänningen på ledningen höjs från 220 kV till 400 kV. Arbetet beräknas vara klar 2025.
- > Ny 400 kV ledning mellan Karlslund och Östansjö: Förbindelsen utgör en viktig överföringslänk mellan SE2 och SE3. Ledningen bygger bort felfall som annars kan vara dimensionerande för snitt 2. Ledningen togs i drift i september 2022.



# Åtgärder för att minska avbrottstid



Handelskapaciteter reduceras när det utförs arbeten i näten som kräver avbrott. Under den kommande tioårsperioden planeras många stora arbeten i stamnätet, vilket kommer att påverka tillgänglig överföringskapacitet. Exempel på sådana arbeten är mätning av beröringsspanningar längs ledningssträckning vid felfall för att verifiera bibehållen personsäkerhet vid ombyggnation av nätet (avbrottstid 10–60 dagar), underhållsarbeten i befintliga anläggningar (1–20 dagar), eller ny- och ombyggnation av ställverk och ledningar (upp till 3 månader för ny ledning i befintlig ledningsgata, 1 vecka för stationsbyggnation).

Svenska kraftnät genomför ett antal åtgärder för att minimera avbrottstider och därmed påverkan på handelskapaciteterna. De åtgärder som bedöms ha störst potential är att identifiera och undanröja de hinder som finns för användandet av metodiken arbete med spänning. Man undersöker även tekniska lösningar för mätmetoder för beröringsspanningar vid felfall som inte kräver avbrott samt kostnad, nytta och teknisk lösning för att med mobila ställverk temporärt ansluta generering och möjliggöra kraftöverföring under delar av inkopplingsarbetet.

# Övriga rapporteringspunkter

Här presenterar vi övriga rapporteringspunkter för kvartal 4, 2022

- > Utveckling av stödtjänstmarknaderna
- > Planerad anskaffning av nyttor som idag tillhandahålls av störningsreserven
- > Avtalsstruktur
- > Kapacitetsavgifter





# Utveckling av stödtjänstmarknaderna (1 av 5)

I rapporteringen för det sista kvartalet för 2022, kvartal 4, redogörs för utvecklingen av alla åtgärder som presenterats i redovisad slutrapport med bakgrund av uppdrag till Svenska kraftnät kring utveckling av stödtjänster och avhjälpande åtgärder (I2020/02874)

## Åtgärd 1: Publicera prognoser avseende behovet 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 behoven. Prognoserna kommer att utvecklas över tid vad gäller såväl detaljeringsgrad som omfattning. Målet är att en första version av en sådan prognos publiceras under 2022

- **Prognoser för FFR, FCR & FRR**

Ett arbete pågår att införliva prognoser för FFR & FCR-D i kommande "Kortsiktig marknadsanalys" (KMA) som ska publiceras under 2023. För FRR är målet att inkludera prognoser i kommande "Långsiktig marknadsanalys" (LMA) och därefter i efterföljande KMA:er, dock beror detta på utfallet av det nordiska dynamiska dimensioneringsarbetet (kopplat till arbetet med Nordisk Balanserings Modell - NBM).

- **Prognos för reaktiv effektkompensering**

En utredning avseende behov av reaktiv effektkompensering och spänningsreglering pågår, men den ligger efter tidplanen. En prognos av behov rörande dessa delar kommer därför inte kunna publiceras externt i år det kommer istället ske 2023.

- **Aktörsportalen**

Prognoser för framtida volymer kommer att läggas upp i takt med att prognoserna tas fram. <https://www.svk.se/aktorsportalen/bidra-med-reserver/>

# Utveckling av stödtjänstmarknaderna (2 av 5)

## **Åtgärd 2a: Avskaffa kostnadsbaserade bud FCR – Genomförd**

Kravet på kostnadsbaserade bud för FCR är avskaffat sedan 1 jan 2022.

## **Åtgärd 2b: Övergång till marginalpris för FCR**

Dagens prissättningsmetod med betalning enligt bud ersätts av marginalprissättning. Svenska kraftnät arbetar nu tillsammans med Energinet med att konkretisera aspekter som hur marginalpriset ska tas fram och hur det påverkar gemensamma processer för exempelvis marknadsklarering och avräkning. Detta innebär att marginalpris för FCR införs senast sista januari 2024.

## **Åtgärd 3: Införande av stödtjänst FCR-D nedreglering - Genomförd**

Ska användas för att hantera överfrekvenser i kraftsystemet och aktiveras vid driftstörning i frekvensintervallet 50,1 och 50,5 Hz. Den 1 januari 2022 började Svenska kraftnät anskaffa den nya stödtjänsten FCR-D ned, dvs en snabb produkt som används för nedreglering vid hög frekvens. Upphandlingsvolymen uppdateras kvartalsvis och är nu (Q4 2022) 165 MW för samtliga timmar. Planen är att fortsätta öka upphandlingsvolymen till det svenska volymkravet på upp till 530 MW.

# Utveckling av stödtjänstmarknaderna (3 av 5)

## **Åtgärd 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. Nordisk arbete med design av förbättrad och utökad FFR har inletts under hösten 2022 och kommer fortgå under 2023. Översyn av det legala ramverket kring minsta rotationsenergi är inplanerat till våren 2023.

## **Åtgärd 5: Lista på flexibla resurser för omdirigering och motköp**

Kraven på mFRR kommer att skärpas 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 kvalificerar för mFRR. Tidplan för införande av den nordiska energiaktiveringsmarknaden för mFRR (mFRR EAM) justerades i maj 2022 till tidigast Q3 2023. I december 2022 meddelade de nordiska TSO:erna att på grund av beroenden mellan mFRR EAM och införandet av flödesbaserad kapacitetsberäkning, samt lokal utveckling hos Svenska kraftnät och Statnett kommer tidplanen för mFRR EAM att behöva justeras ytterligare.

## **Åtgärd 6: Reaktiv effektkomponent i nättariffen**

Projektet har arbetat med att ta fram en metod för hur en reaktiv effektkomponent kan tas ut. Utgångspunkten är att det går att begära dispens för att införa en reaktiv komponent i tariffen då Energimarknadsinspektionens föreskrifter för tariffutformning inte nämner reaktiv effekt.

# Utveckling av stödtjänstmarknaderna (4 av 5)

## **Åtgärd 7: Införande av icke-frekvensrelaterad stödtjänst med administrativt fastställd ersättning för spänningsreglering**

Svenska kraftnät har tagit fram ett förslag på teknisk utformning av stödtjänster för spänningsreglering.

- Datainsamling pågår som ska användas för vidare analys utifrån förslag på teknisk utformning av stödtjänsten.
- Dialogmöte med branschen den 14 december 2022
- Förberedande arbete hur förfarandet kan se ut för att få godkännande från Energimarknadsinspektionen för införande av en icke-frekvensrelaterad stödtjänst.
- Litteraturstudier om spänningsmarknader i andra länder är påbörjad.

## **Åtgärd 8: Pilot för marknadsmässig anskaffning av reaktiv effekt.**

Målet är att en pilot ska ge ökad förståelse gällande möjligheten att anskaffa en given volym reaktiv effektkompensering i konkurrens.

Enligt plan skulle behovsidentifiering och utformning av pilot ske 2022 med mål att genomföra upphandlingar 2023. I enlighet med vad som redovisas under åtgärd 1 pågår en utredning avseende behov av reaktiv effektkompensering och spänningsreglering, men den ligger efter tidplanen

# Utveckling av stödtjänstmarknaderna (5 av 5)

## **Åtgärd 9: Införande av driftavtal - Delprojekt förstudie driftavtal startas sep 2022.**

Införa ett driftavtal som skapar tydlighet mellan olika parter gällande när och hur olika förmågor ska användas, exempelvis vid vilket systemdrifttillstånd. Ett utredningsarbete för att ta fram en ny avtalsstruktur inleds under hösten 2022 och våren 2023. Projekt startade i slutet av sep 2022. Arbetet fokuserar just nu på att identifiera förmågor utifrån nätkoden Emergency Restoration (ER) och nätkoden System Operations (SO) för olika systemdrifttillstånd som passar att kravställa inom t.ex. ett driftavtal, dubbelkommando eller föreskrift. Svenska kraftnät arbetar även med att inhämta information från andra projekt där avtal hanteras eller ska tas fram. Nästa steg blir att ta fram ett förslag på utformning och uppföljning av vilka artiklar som har hanterats i SO och ER.

## **Åtgärd 10: Icke-frekvensrelaterad stödtjänst med administrativt fastställd ersättning för felströmsinmatning**

Ersättningsmodeller för felströmsinmatning (även kallad kortslutningsström) ska utredas. Fram till 2023 förberedande utredningsarbete. Förberedande utredningsarbete pågår.



## Planerad anskaffning av nyttor som idag tillhandahålls av störningsreserven



Idag samlas nyttorna som ingår i störningsreserven i ett gemensamt avtal som ingås med olika aktörer där funktioner ingår som aktiveras inom 15 minuter, avhjälpande åtgärder som avlasta ledningar från termisk överlast och icke-frekvensrelaterade stödtjänster som ö-drift.

I EU:s Förordning om den inre marknaden för el och EU:s direktiv om den inre marknaden för el regleras hur Svenska kraftnät har möjlighet att anskaffa de behov av stödtjänster för balansering, avhjälpande åtgärder och icke-frekvensrelaterade stödtjänster. Detta driver att nuvarande avtalsstruktur för Störningsreserven ses över och funktioner behöver anskaffas på separata avtal. Nästkommande bild redogör för hur en sådan avtalsstruktur kan se ut.

## Dagens lösning:



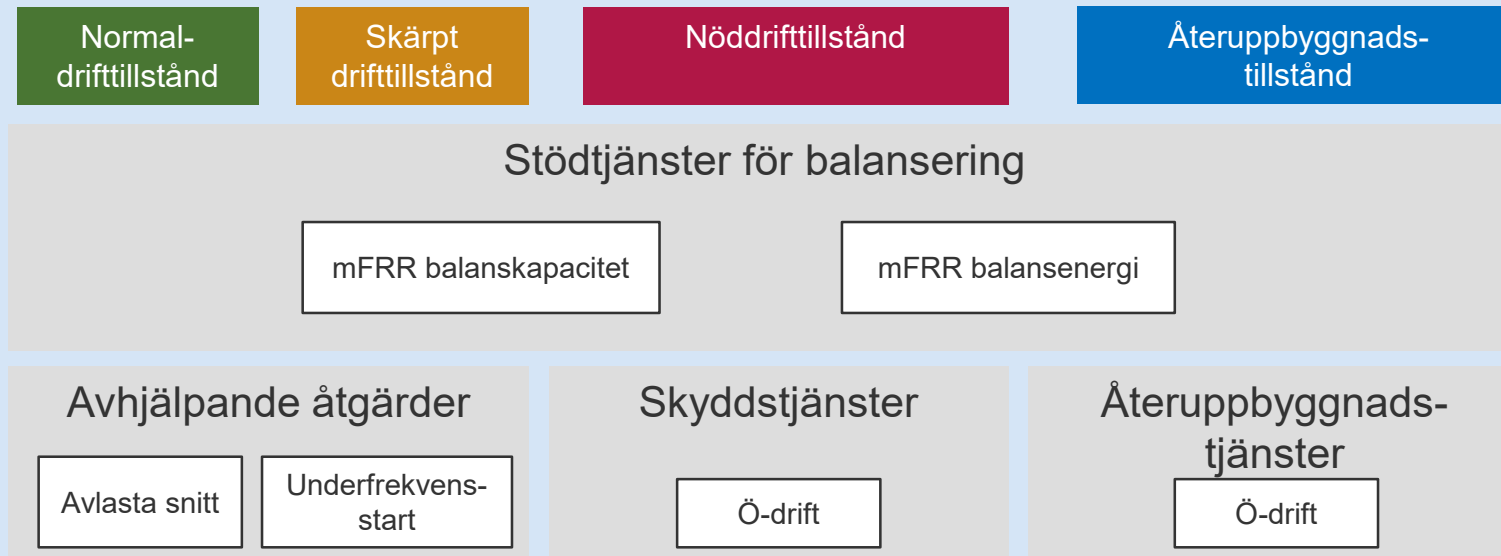
## Nytt för kvartal 4 2022



Svenska kraftnät ser att avtal inom störningsreserven kommer att behöva förlängas.

Motivet är att säkra resurser för hantering av referensincident och underfrekvensstart i södra Sverige under tiden som likviditet successivt byggs upp i en nationell kapacitetsmarknad för mFRR som planeras go-live Q3 2022 i Sverige.

## Framtida lösning:



Om kapacitet för N-1 i södra Sverige ska säkras via kapacitetsmarknad idag skulle det sannolikt innebära ytterligare begränsningar i överföringskapacitet på snitt 2 och 4, förutsatt att störningsreserven inte deltar på kapacitetsmarknad. Att begränsa snitten skulle bidra till att minska tillgången på energi till day ahead och intradag marknaden.



## Dimensionering av mFRR

**Behovet av mFRR består generellt av två delar:** en del för aktuellt N-1-fel (även benämnd referensincident) och en del för normala/stokastiska obalanser. På längre sikt finns en föreslagen metod för FRR-dimensionering som ger behovet av mFRR och aFRR per elområde. Denna metod lämnades in till tillsynsmyndigheter för godkännande i juni 2022 och är avsedd att tillämpas fullt ut från Q2-2024, vid anslutning till europeisk marknadskoppling för aFRR energi.

**Behovet av mFRR kommer att beräknas åtminstone årsvis** för kommunikation till alla aktörer, men i nuläget är behovet strukturerat på ett annat sätt (kopplat till nuvarande balansering). I samband med att FRR-dimensioneringsmetoden var på konsultation under våren 2022, presenterades motsvarande indikativa volymer för mFRR uppreglering, baserade på historik från 2020. Den del som är mer relevant och tillämplig för mFRR i nuläget är de volymer per elområde som behövs för att täcka N-1-fel.

**Behovet och fördelningen av mFRR under åren fram till 2024 för normala/stokastiska obalanser** kommer att beräknas med hjälp av ytterligare metoder. Indikativt behöver tillgänglighet säkerställas för volymer per elområde av samma storleksordning som i framtida FRR-dimensionering. Detta medför i sin tur ett behov av upphandla motsvarande mFRR-balanskapacitet (i tillägg till den mFRR-balanskapacitet som behövs för att täcka N-1).

**Den nordiska mFRR-kapacitetsmarknaden D-1 med reservering av överföringskapacitet** tas i drift under Q4-2023 enligt rådande plan. I detta läge kan en del av behovet i SE4 (se även tabell nedan) täckas genom överföring från andra områden. Men Svenska kraftnät kommer fortfarande ha behov av att säkra en viss andel av behovet lokalt i SE4, och även av längre avtal.

### Tabell som indikerar behov av mFRR uppreglering sett till data från 2020.

	Referensincident (N-1)*	Normala obalanser**	Totalt
SE3 mFRR upp	~ 450 MW	~ 250 MW	~ 700 MW
SE4 mFRR upp	~ 1000 MW***	~ 300 MW	~ 1 300 MW

\* Volym påverkas inte av historiska obalanser.

\*\* Volym har direkt koppling till historiska obalanser

\*\*\* Utifrån behovet om ~ 1000 MW delas 300 MW med danska Energinet i DK2, det betyder att behov om ~ 700 MW finns i SE4.



# Kapacitetsavgifter (1 av 3)



**Inflöde:** Svenska kraftnät har fått in ca 68 mdkr i kapacitetsavgifter under perioden 1 januari – 26 december 2022. I vår senaste prognos, från september, prognostiserade vi ett inflöde på 75 mdkr för helåret 2022 och 70 mdkr för 2023. Inflödet har de senaste månaderna minskat jämfört med toppnoteringen på ca 14 mdkr i augusti, till följd av ett lägre gaspris i Europa och bättre förutsättningar för vattenkraften i södra Norge. Inflödet är mycket svårprognosticerat.

**Användning:** Svenska kraftnät avser använda 0,5 mdkr till att finansiera nätinvesteringar och 3,2 mdkr till övriga prioriterade mål i den av ACER godkända metoden för användning av kapacitetsavgifter under 2022. Motsvarande siffror för 2023 är 1,6 mdkr till att finansiera nätinvesteringar och 3,9 mdkr till övriga prioriterade mål. Därutöver pågår nu ytterligare arbete inom ramen för nödförordningen, kostnader kopplat till det är inte inkluderat i prognosen för användning av kapacitetsavgifter.

**Tariffreduktion:** Svenska kraftnät beräknar att använda kapacitetsavgifter för att reducera transmissionsnätstariffen med 7,1 mdkr under 2022 och 12,6 mdkr 2023.

**Fondering:** Prognosen är mycket osäker utifrån rådande marknadsläge och de initiativ som pågår. De fonderade medlen under 2022 kommer främst att användas till det beslutade elstödet till elanvändare med ett preliminärt belopp om 55,6 mdkr. Med hänvisning till att osäkerheten i inflöde är så stor avvaktar Svenska kraftnät utfallet under 2023 för att kunna föreslå användning av eventuellt fonderade medel under 2023.

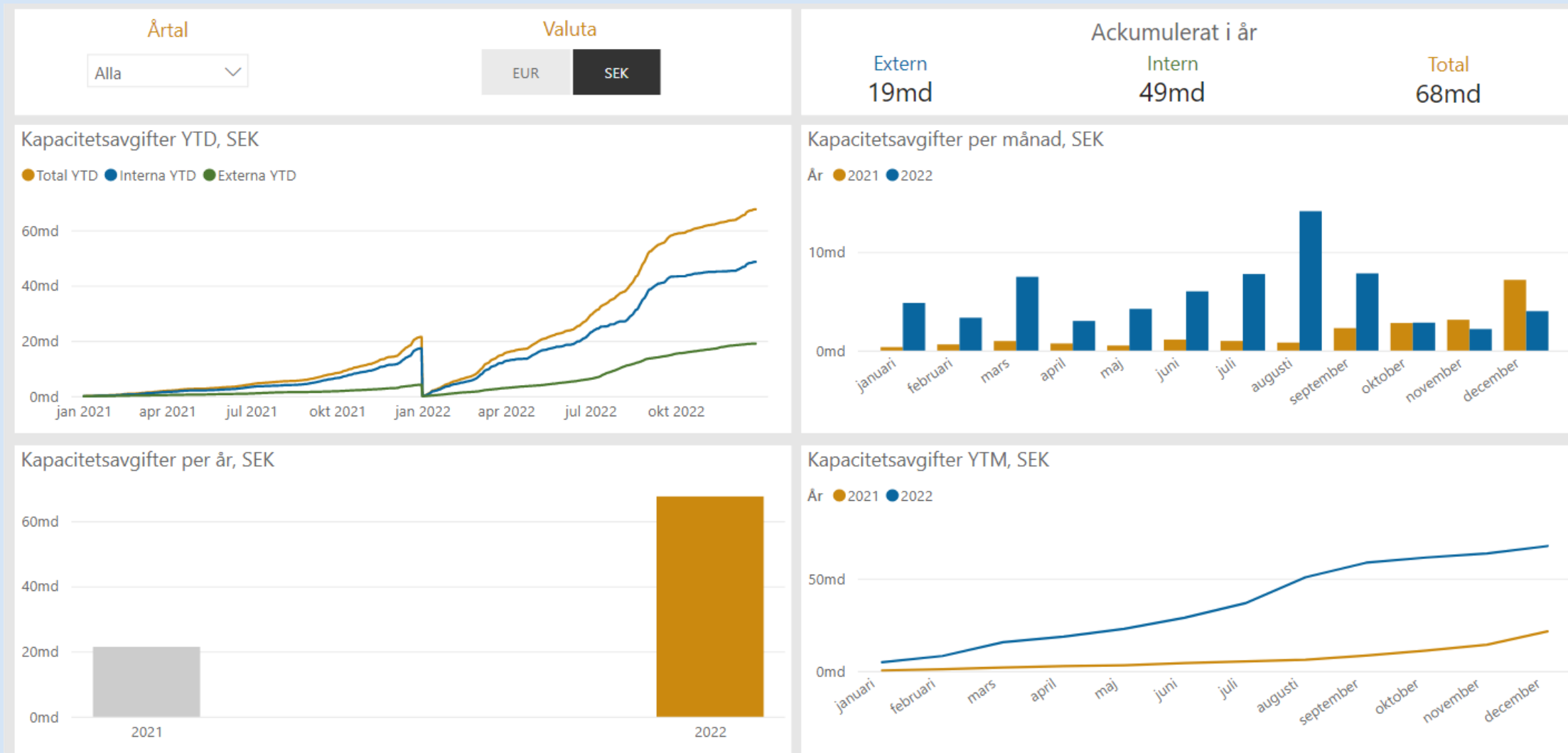
# Kapacitetsavgifter (2 av 3)



Kapacitetsavgifter (Mnkr)	2022	2023
IB Ofördelade kap.avg.	-22 358	-30 900
Årets tillkommande kap.avg.	-75 000	-70 000
Mothandelskostnader/omdirigering	1 306	400
Underhåll	116	226
Nätförluster	1 712	1 993
Avhjälpande åtgärder	65	1 210
RCC	49	60
EPAD		20
Nätinvesteringar	520	1 601
Tariffreduktion	7 090	12 630
<b>UB Ofördelade kap.avg. innan nödåtgärder</b>	<b>-86 500</b>	<b>-82 760</b>
Utbetalning enligt regeringsuppdrag	55 000	
Administration av utbetalning enligt regeringsuppdrag	600	
<b>UB Ofördelade kap. avg. efter nödåtgärder (fondering)</b>	<b>-30 900</b>	<b>-82 760</b>

Prognos för inflöde av kapacitetsavgifter bygger på simulering gjord i september, i samband med Svenska kraftnäts *Uppdrag att ansöka om att använda intäkter från överbelastning för att finansiera nödåtgärder för konsumenter och företag.*

Prognos för användning av kapacitetsavgifter år 2022 är uppdaterad i oktober. Prognos för år 2023 är baserad på långtidsplan som togs fram i samband med ovan nämnda regeringsuppdrag.



Registrerade kapacitetsavgifter t.o.m. 2022-12-26

# Övriga rapporteringspunkter exklusivt för kvartal 4, 2022

Här presenterar vi punkter exklusivt för den sista rapporten, kvartal 4, 2022

är presenterar vi övriga rapporteringspunkter för kvartal 4, 2022

- > Åtgärder för att främja likviditet och funktion av den finansiella marknaden
- > Analys av framtida behov av effektreserven efter 2025
- > Förutsättningar för anslutning av elproduktion, inklusive havsbaserad vindkraft i södra Sverige

# Åtgärder för att främja likviditet och funktion hos den finansiella marknaden (1 av 5)

## Bakgrund

Enligt kommissionsförordningen Förhandstilldelning av kapacitet (FCA) ska tillsynsmyndigheter vart fjärde år göra en bedömning av om förhandsmarknaden ger tillräckliga möjligheter till risksäkring. Resultatet av bedömningen kan innebära att systemansvariga begärs att vidta åtgärder för att stödja prissäkringsmarknaden

Handeln med finansiella kontrakt på den nordiska marknaden har gradvis minskat de senaste åren, dessutom större prisskillnader mellan elområden och låg likviditet.

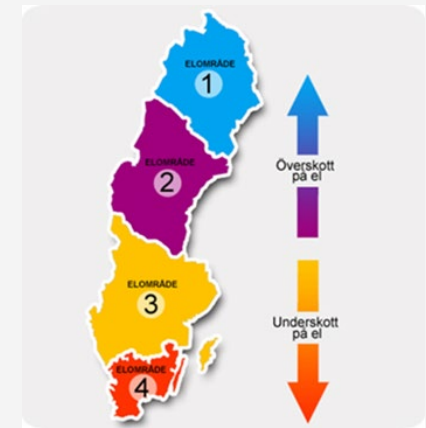
Den senaste tidens oro på elmarknaden har ytterligare bidragit till ett besvärligt läge för aktörer som behöver säkra sin prisrisk

Svenska kraftnät initierade under 2021 ett pilotprojekt för att undersöka hur auktioner av EPAD-kontrakt\* (Electricity Price Area Differential) i budområdena SE2, SE3 och SE4 förbättrar möjligheterna till prissäkring. I auktionerna kommer Svenska kraftnät erbjuda att köpa respektive sälja EPADs.

Utöver pilotprojektet pågår arbete med metodutveckling enligt beslut om att Svenska kraftnät tillsammans med Fingrid och Kraftnät Åland ska ta fram nödvändiga arrangemang för att stödja marknaden på andra sätt än genom att införa långsiktiga transmissionsrättigheter (LTTR)\*

\* EPADs är finansiella kontrakt avseende prisskillnaden mellan elområdespriset och systempriset

\*\* Innehavaren av LTTR får rätt antingen till överföringskapaciteten, eller till kapacitetsavgiften från dagen före-marknaden, beroende på typ av kontrakt



## Åtgärder för att främja likviditet och funktion hos den finansiella marknaden (2 av 5)

### Syfte med piloten

Svenska kraftnäts pilotprojekt innebär att införa auktionering av EPADs och är ett test av en modell Svenska kraftnät utvecklat för att stödja prissäkringsmarknaden på ett samhällsekonomiskt effektivt sätt

Piloten bygger på en förenklad och nerskalad version av den modell som Svenska kraftnät föreslår att använda i kommande metodförslag kring arrangemang för att stödja prissäkringsmarknaden, men med lägre grad av komplexitet, volymer och omfattning.

De praktiska erfarenheterna av konceptet som piloten erbjuder ger möjlighet att utvärdera effektiviteten hos åtgärden och förväntas vara till nytta under metodutveckling inom ramen för FCA-förordningen.

Konceptet i piloten är utformat för att möta marknadens behov så bra som möjligt, och utvecklingen har skett i tät dialog med svenska marknadsaktörer.

Pilotprojektets auktioner kommer bidra med ökade volymer av EPAD-kontrakt, vilket förväntas bli ett betydande tillskott för aktörer som är eller avser att bli aktiva på prissäkringsmarknaden. Förbättrade möjligheter till prissäkring kan, särskilt i södra Sverige, leda till bättre möjligheter för elbolag att erbjuda slutkunder kontrakt med fastpris.

Auktionernas bidrag till ökad volym EPAD-kontrakt på marknaden väntas kunna bidra till att fler kontrakt omsätts i den kontinuerliga marknaden

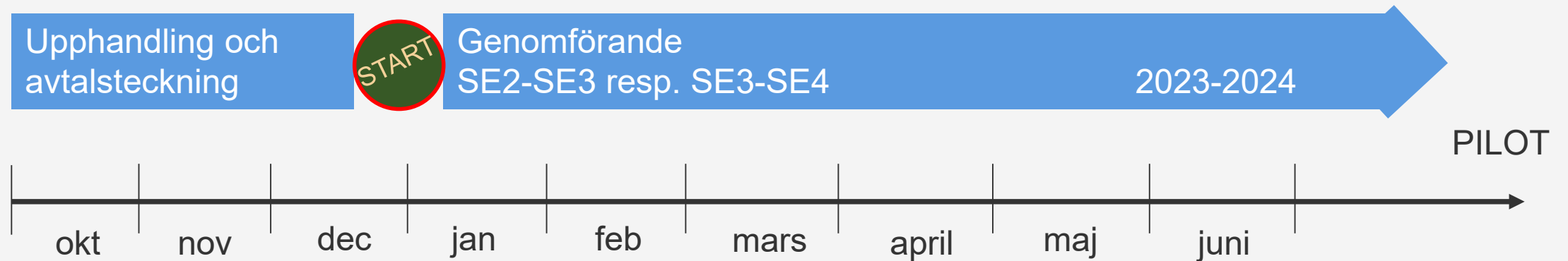
## Åtgärder för att främja likviditet och funktion hos den finansiella marknaden (3 av 5)

### Tidslinje pilot

Svenska kraftnät har upphandlat en extern part som hanterar auktionsplattformen. [Avtalet ingicks i december 2022.](#)

Uppstart pilot – dec/jan 2022/2023

Piloten pågår till slutet av 2023, med option på ytterligare 12 månader



## Åtgärder för att främja likviditet och funktion hos den finansiella marknaden (4 av 5)

### Metodutveckling FCA art. 30 – statusuppdatering

2021 – Den finska regleringsmyndigheten EV konstaterade brister i prissäkringsmöjligheter i Finland under, vilket innebar att de behöriga tillsynsmyndigheterna (Ei och EV) skulle fatta beslut om åtgärder som för respektive elområdesgräns.

14/3 2022 - Ei och EV lyckades inte enas om ett beslut om åtgärder på gränserna SE1-FI och SE3-FI, beslutet överlämnades till ACER

14/9 2022 – ACER fattade beslut enl. FCA 30.5. (b) vilket innebär att Svenska kraftnät tillsammans med Fingrid och Kraftnät Åland inom 6 månader ska utarbeta nödvändiga arrangemang för att säkerställa att långsiktiga risksäkringsprodukter för överföring mellan elområdena görs tillgängliga för marknaden. Förslaget ska lämnas till Ei och EV.

14/11 2022 – Fingrid överklagade ACER's beslut till Board of Appeal (metodutveckling fortgår tillsvidare). Överklagandet kan påverka tidplanen.

Beslut om åtgärder på gränserna till Danmark väntas inom kort. DUR och Ei har kommunicerat att de lutar åt att fatta beslut enligt FCA 30.5. (b), d.v.s. att begära att Svenska kraftnät och Energinet säkerställer att andra prissäkringsmöjligheter än LTTR görs tillgängliga.



## Åtgärder för att främja likviditet och funktion hos den finansiella marknaden (5 av 5)

### Tidslinje metodutveckling efter beslut FCA artikel 30.5 (b) för gränserna SE-FI

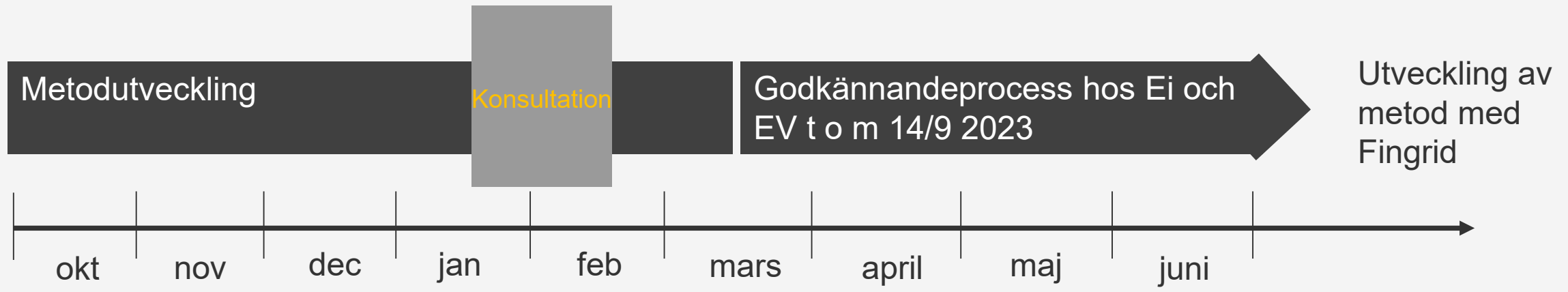
Uppstart inom Fingrid – 24 oktober 2022

Huvudsaklig period för metodutveckling – 15 december 2022

Public consultation – 15 januari till 15 februari 2023

Inlämning av förslag till Ei och EV – 14 mars 2023

Beslut av Ei och EV – 14 september 2023



# Analys av framtida behov av effektreserven efter 2025 (1 av 8)

## Baserat på analyser av tillräckligheten bedömer Svenska kraftnät att det finns behov av en kapacitetsmekanism även efter 2025

Effektreserven är en kapacitetsmekanism och kräver som sådan ett godkännande av EU kommissionen.

Den legalt relevanta analysen av tillräckligheten som föreligger för svensk del är European Resource Adequacy Assessment 2022 (ERAA, 2022)

Nationella analyser görs av Svenska kraftnät (Kraftbalansrapport, Kortsiktig marknadsanalys). Dock saknas nationell tillräcklighetsbedömning i enlighet med det europeiska regelverket.

För att en kapacitetsmekanism ska vara tillåten behöver analysen, i enlighet med lagstadgad metod, visa att den nationellt fastställda tillförlitlighetsnormen inte nås (i Sverige max 1 timme förväntad effektbrist/år).

ERAA 2022 visar på högre värden för såväl SE3 och SE4 för de analyserade åren 2025, 2027 och 2030.

Mot bakgrund av detta gör Svenska kraftnät bedömningen att behov av kapacitetsmekanism kvarstår efter 2025, samt att behovet har förstärkts.

Baserat på tidigare processer för godkännande av kapacitetsmekanismer kan arbetet behöva inledas 5-8 år före det första leveransåret. Det kan finnas möjligheter att korta denna process, men Svenska kraftnät kan i dagsläget inte bedöma i vilket utsträckning det är möjligt.

Fristående från detta rapporteringsuppdrag har Svenska kraftnät under andra halvåret 2022 analyserat möjlig marknadsutformning för att säkerställa tillräcklighet i Sverige.

15 december beslutade regeringen om ett nytt Uppdrag att förstärka försörjningstryggheten i energisektorn (I2022/02319). Där ingår ett deluppdrag att föreslå kapacitetsmekanismer med förutsättningar att ersätta effektreserven. Detta deluppdrag ska redovisas senast den 31 mars 2023. Ovan nämnda analysarbete avseende möjlig marknadsutformning för tillräcklighet kommer att inkluderas i redovisningen av detta regeringsuppdrag.

# Analys av framtida behov av effektreserven efter 2025 (2 av 8)

## Bibehållande av effektreserv eller införande av annan kapacitetsmekanism kräver godkännande från EU kommissionen

Enligt Elmarknadsförordningen (2019/943) är kapacitetsmekanismer definierade som:

”en tillfällig åtgärd för att säkerställa att önskad nivå av nödvändig resurstillräcklighet uppnås, genom ersättning till resurser för att de är tillgängliga, med undantag för åtgärder som rör stödtjänster eller hantering av överbelastning”

Styrs av Elmarknadsförordningens artiklar 20-27

Enligt artikel 21 får medlemsstaterna som en sista utväg och samtidigt som de genomför åtgärder för att undanröja snedvridningar införa kapacitetsmekanismer.

Europeisk eller nationell resurstillräcklighetsbedömning måste ha identifierat ett resurstillräcklighetsproblem. Analys ska göras i enlighet med av ACER fastställd metod.

Kommissionen ska även avgett ett yttrande om genomförandeplan för att undanröja snedvridningar. Kapacitetsmekanismer ska godkännas av kommissionen för högst 10 år.

Motsvarande regelverk finns för att ingå nya avtal inom ramen för existerande kapacitetsmekanismer.

För att bibehålla effektreserven efter 2025, eller införa annan kapacitetsmekanism krävs att Sverige ansöker om och får detta godkänt av EU kommissionen.

Utifrån tidigare erfarenheter behöver processen starta 5-8 år före det första leveransåret

# Analys av framtida behov av effektreserven efter 2025 (3 av 8)

## Kriterier för godkännande

	Huvudsakliga kriterier	Implikationer
Motivering	<p>Bidrar till ett väldefinierat syfte av allmänt intresse</p> <p>Behov av statlig intervention</p>	<p>Tydligt behov och syfte</p> <p>Konsistent med att fasa ut miljöskadliga subventioner</p>
Proportionalitet och design	<p>Statliga stödets lämplighet</p> <p>Påverkan på incitament</p> <p>Proportionalitet</p>	<p>Stödet ska inte förändra marknadsaktörernas beteende samt vara icke-diskriminerande</p> <p>Stödet ska vara minimalt för att uppnås syftet</p> <p>Budgivning i konkurrens</p>
Påverkan på konkurrens och den inre marknaden	<p>Undvika betydande negativa effekter på konkurrens eller handel mellan medlemsstaterna</p> <p>Transparens</p>	<p>Gränsöverskridande deltagande – för strategisk reserv enbart när det är tekniskt genomförbart</p> <p>Undvika negativa effekter på den inre marknaden</p> <p>Ska inte minska incitamenten att investera i utlandsförbindelser</p>

# Analys av framtida behov av effektreserven efter 2025 (4 av 8)

## Relevanta rapporter som behandlar effekttillräcklighet

**ERAA** - "European resource adequacy assessment" framtagen enligt metod i Artikel 23 av elmarknadsförordningen, och ligger till grund för att ett land ska kunna införa en kapacitetsmekanism eller effektreserv. Publiceras årligen. [ERAA 2022](#) publicerades för konsultation i december 2022.

**Kortsiktig marknadsanalys (KMA)** analyserar utvecklingen av kraftsystemet för den kommande femårsperioden baserat på kända planer och beslut, och inkluderar en analys av effekttillräcklighet. [Senaste versionen](#) publicerades 20 december 2022.

**Seasonal Adequacy report** – Rapport av ENTSO-E som analyserar kommande säsong och utvärderar föregående säsong. [Winter outlook 2022/23](#) publicerades i december 2022. Den publicerades även i [preliminär förkortad version](#) 20 oktober.

**Nordic and Baltic Sea Winter Power Balance:** Rapport som sammanfattar den förväntade energi- och kraftbalansen under kommande vinter inom norden och grannländerna i östersjöområdet. [Senaste rapport](#) publicerades 19 oktober 2022.

**Kraftbalansrapporten (KBR)** – rapport till regeringen som redovisar hur kraftbalansen under den senaste vintern har upprätthållits. Innehåller också en prognos för kraftbalansen under kommande vinter samt för kraftbalansen på längre sikt. [Senaste version](#) publicerades maj 2022.

# Analys av framtida behov av effektreserven efter 2025 (5 av 8)

## ERAA 2022

Den lagstadgade metoden som ska påvisa behov av en effektreserv

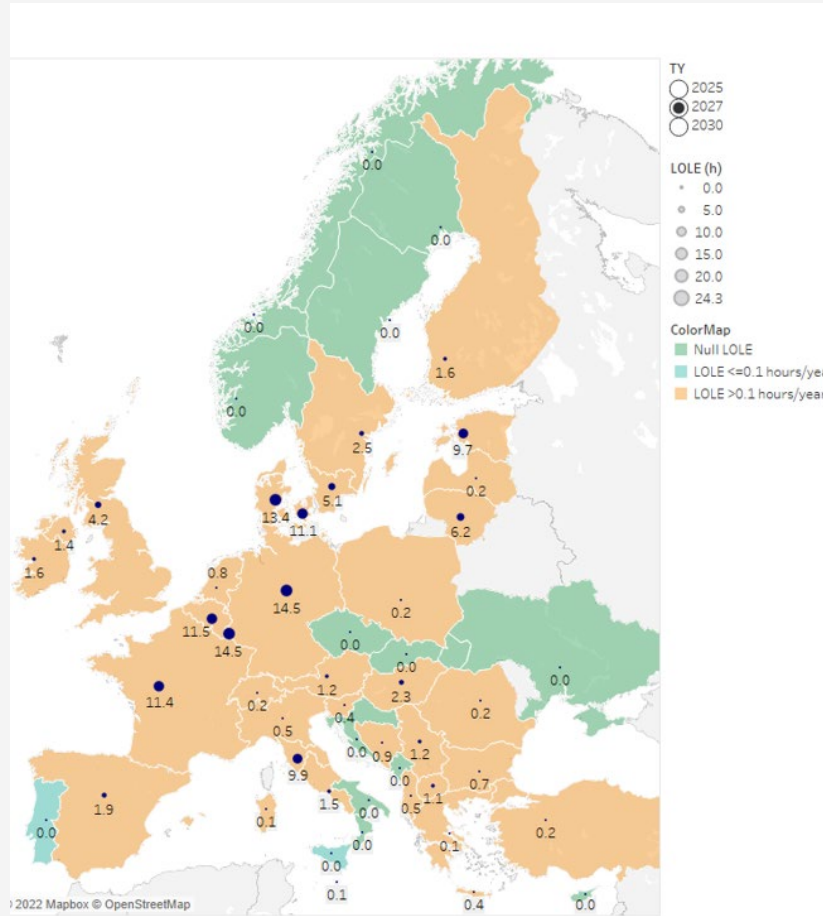
Visar tydligt på värden som överskrider tillförlitlighetsnormen (1 timme per år)

Påverkas i hög grad av antaganden från länder i kontinentala Europa

År	LOLE SE3 (timmar per år)	LOLE SE4 (timmar per år)
2025*	1,9	2,0
2027	2,5	5,1
2030	1,2	5,5

Tabell 1: ERAA resultat

\*Inkluderar redan effektreserv i Karlshamn



Figur 1: ERAA resultat för 2027

# Analys av framtida behov av effektreserven efter 2025 (6 av 8)

## KMA 2022

KMA 2022 analyserar risk för effektbrist. 35 väderår simuleras sjugångr vardera med slumpmässiga avbrott i produktionsanläggningar och överföringsförbindelser

Effektreserven är tillgänglig fram till dess att nuvarande avtal löper ut 15 mars 2025

För de första åren uppstår brist enbart i södra Sverige, men från 2026 även i SE1 och SE2

Även om effektreserven bibehålls erhålls höga LOLE värden för 2027.

KMA och ERAA bygger på liknande probabilistiska metoder, men det finns vissa skillnader i indata och metodik

	2023	2024	2025	2026	2027
LOLE (h/år)	0,2	<0,1	0,4	1,0	9,6
EENS (GWh/år)	0,1	<0,1	0,1	0,4	6,6
LOLE (känslighet effektreserv kvar)			0,1	0,5	5,9
LOLE (känslighet minskad elanvändning)	<0,1	<0,1	<0,1	<0,1	1,9

# Analys av framtida behov av effektreserven efter 2025 (7 av 8)

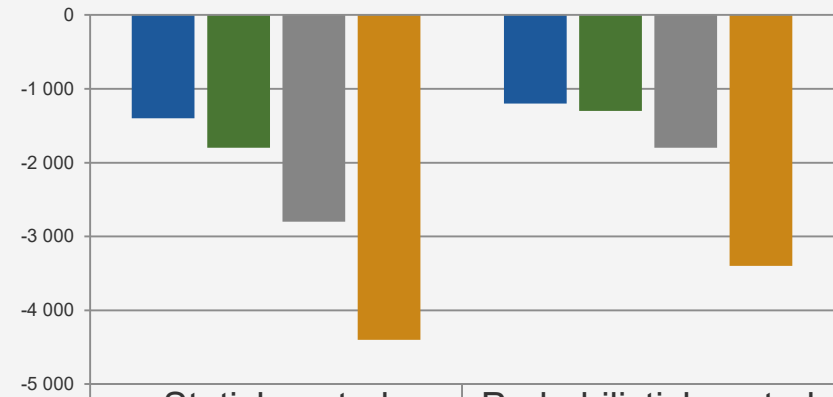
## Förväntad effektbalans för Sverige 2022-2026

Sveriges effektbalans vid den förväntade topplasttimmen försämras de kommande åren.

Elanvändning förväntas öka (De främsta drivkrafterna bakom utvecklingen är elektrifiering av transportsektorn och ökning av den elintensiva industrin).

Ökning i produktionskapacitet under tiden förväntas vara mest inom vind-och solkraft, som förväntas ha låg tillgänglighet vid topplasttimmar.

Prognos för effektbalans, normalvinter [MWh/h]



	Statisk metod	Probabilistisk metod
■ 2022/2023	-1 400	-1 200
■ 2023/2024	-1 800	-1 300
■ 2024/2025	-2 800	-1 800
■ 2025/2026	-4 400	-3 400



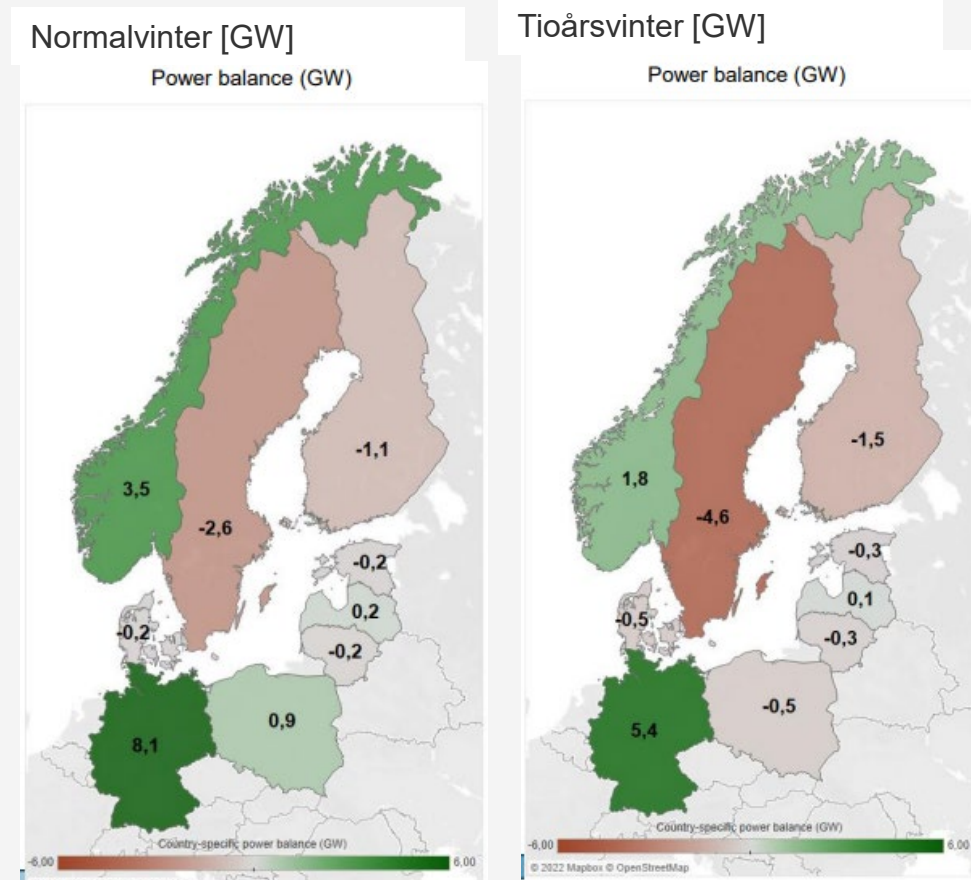
# Analys av framtida behov av effektreserven efter 2025 (8 av 8)

## Importberoende – Vinter 2022/2023

Vid höglasttimmen under en normalvinter förväntas fyra grannländer ha ett överskott som kan täcka Sveriges underskott.

Vid en tioårsvinter finns inte ett tillräckligt överskott i angränsande områden.

Situationen bedöms vara likande eller värre de kommande åren.



# Förutsättningar för anslutning av elproduktion, inklusive havsbaserad vindkraft i södra Sverige (1 av 2)

Generellt finns goda förutsättningar att ansluta mer elproduktion i södra Sverige. Det är delvis en följd av avvecklingen av fyra kärnkraftsreaktorer under åren 2015-2020.

Det finns ett stort intresse för att ansluta ny vind- och solkraft i södra Sverige. Flera projekt pågår också. Främst handlar det i dagsläget om nya mindre eller medelstora anläggningar som ansluts till lokal- eller regionnäten. Under 2022 har vi fått in några större solkraftsansökningar (upp till cirka 1000 MW) där en direktanslutning till stamnätet planeras.

Den exakta geografiska placeringen för tillkommande elproduktion är inte oväsentlig, eftersom denna påverkar möjligheterna att upprätthålla elhandelskapaciteter mot angränsande prisområden i olika hög grad.

Nedstyrning av produktion är ett driftingrepp som kommer att behöva användas oftare i framtiden för att undvika överlast, åtminstone tills dess att permanenta förstärkningsåtgärder kommit på plats.

# Förutsättningar för anslutning av elproduktion, inklusive havsbaserad vindkraft i södra Sverige (2 av 2)

## Förutsättningar för att ansluta havsbaserad vindkraft i södra Sverige

Kapacitetsreservationer motsvarande 7 GW i södra Sverige. Premissen för dessa reservationer är en öppen dörr-anslutning, d.v.s. aktören betalar anslutningen själv.

Utöver detta har vi reserverat ca 4 GW kapacitet. Denna kapacitet kommer att tillhandahållas i nya anslutningspunkter i territorialhavet.

Åtminstone 1,2 GW av den överföringskapacitet som förbokats för havsnätutbyggnaden tillhandahålls i SE3 (Anslutningspunkt *Göteborg*).

## Vindparker med kapacitetsreservationer (egenfinansierad anslutning)



## Havsnätutbyggnad Svenska kraftnät

Prioritet	Anslutningspunkt	Kapacitet	Preliminär tidpunkt
4	Göteborg	Minst 1 200 MW	2032
5	Bottenhavet Södra	Minst 1 400 MW	2033
6	Bottenviken	Minst 1 400 MW	2035