
Så arbetar vi för att öka överföringskapaciteten

Kortsiktiga åtgärder

Kvartal 2 - 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 2 – 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. 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 1 – 2022


Marknadsåtgärder

Summaallokering – Implementerades i slutet av mars och har bidragit med stor nytta till marknaden. 


Flow-based – Paralleldriftpågående, planerat införande är fortfarande 2023. 

Mothandel – Svar på Rfi om resurser i SE3 och SE4 har inkommit. Analys om hur dessa kan nyttjas pågår. 

Dynamisk TRM – Utvärderat och beslutat att inte införa någon minskad TRM i dagsläget. 

Nytt! – Ny Stödtjänst spänningsreglering. 


Tekniker för högre nyttjande av befintligt nät


Utöka systemvärnsfunktionaliteten – Förskjuten tidplan till januari 2023 pga utmaningar med materielleverans. 

Öka driftströmmen i befintlig utrustning – Utfört, inga fler ökning planerade i nuläget. 

Dynamic Line Rating (DLR) – Investeringsbeslut i juni 

Högtemperaturledning – Enligt plan.

Energilager – Omvärldsanalys färdig Q2, analys av nytta i stamnätet under Q3 2022. 

Flödesstyrning – Omvärldsanalys färdig Q2, analys av nytta i stamnätet under Q3 2022. 

Traditionella åtgärder
och portföljprioritering
- Enligt plan

Löpande identifiering av
begränsande utrustning

Portföljprioritering

Systemutredning i SE3

Övriga planerade
nätinvesteringar

Åtgärder för att minska
avbrottsid

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.

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 nästa vinter, 2022/2023, när planerade kapacitetshöjande åtgärder enligt ovan har genomförts.

Jämförelse kapacitet

	Vinter 2021/2022		Vinter 2022/2023		Kommentar	Jmf kapacitet 21/22>>22/23	
	Maxkapacitet [MW]	Minkapacitet [MW]	Maxkapacitet [MW]	Minkapacitet [MW]		Maxkapacitet [MW]	Minkapacitet [MW]
SE2>SE3	7 000	5 200	7 300	6 500	Maxkapacitet förutsätter möjlighet till mothandel söder om snitt 2.	+300	+700
SE3>SE4	5 600	4 800 (3 700 ²)	5 600	4 800	Ingen planerad kapacitetshöjning.	0	0
SE3>NO1	1 250	150	-	-		-	-
SE3>DK1	715	150	-	-		-	-
SE3>SE3LS ¹	1 595	300	1 500	750	Mellan 25–50% av max NTC tillgänglig	-95	+450
FI>SE3	400	0	600	300	Mellan 25–50% av max NTC tillgänglig	+200	+300

⁽¹⁾ 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 sammantaget.

⁽²⁾ Pga otillgänglig kärnkraft var handelskapaciteten lägre än 4 800 under vintern 2021/2022. Planerad minkapacitet var dock 4800









Resonemang kring kapaciteter vintern 2027/2028

SE2>SE3	När samtliga åtgärder ovan är införda förväntas maxkapaciteten för vintern 2027/2028 vara 8100 MW vid intakt nät. Driftsituationer med mycket vindkraftsproduktion kan påverka överföringsförmågan i snitt 2. Kapaciteten förväntas därför variera inom 7 100 – 8 100 MW under hög lastperiod.
SE3>SE4	Max installerad kapacitet för snitt 4 förväntas vara 6 800 MW förutsatt att sträckan med ny 400kV-ledning mellan Ekhyddan-Nybro-Hemsjö tas i drift som planerat. Kapaciteten kommer dock på motsvarande sätt som idag variera utifrån driftsituation och last- och produktionsläge.
SE3>NO1	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 .
SE3>DK1	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.
FI>SE3	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.










Uppdaterad sammanställning över åtgärder och tidplan

Marknadsåtgärder

Summaallokering		Summaallokering infördes i slutet av mars 2022. Åtgärden blir överflödigt när flow based implementeras under 2023.
Flow-based		Flow-based ska implementeras tidigast 2023.
Mothandel		Mothandel används sedan cirka ett år tillbaka för att öka handelskapaciteterna i normal drift. Dessutom pågår ytterligare nationella och nordiska initiativ kring mothandel.
Dynamisk TRM		Svenska kraftnät har analyserat detta under första kvartalet 2022. Slutsatsen är att inte införa dynamisk TRM. Driftsäkerhetsmarginalen kommer att ändras vid införande av Flowbased.
Nytt! Stödtjänst spänningsreglering	 	Ett projekt för ny stödtjänst spänningsreglering kommer att startas i september 2022.

Tekniker för högre nyttjande av befintligt nät

Utöka systemvärnsfunktionaliteten	 	Utökad systemvärnsfunktionalitet på Fenno-Skan och Konti-Skan ska implementeras i januari 2023. Dessutom pågår en utredning om utökad systemvärnsfunktionalitet även på snitt 2. Utredningen beräknas vara klar i andra kvartalet 2022.
Öka driftströmmen i befintlig utrustning		Beslut om ökad driftström togs i december 2021 respektive februari 2022. Inga fler ökning planerade.
Dynamic Line Rating (DLR)		Svenska kraftnät tittar på om DLR kan användas för att undvika sänkta kapaciteter under varma sommandagar. Dessutom undersöker Svenska kraftnät om ett mer långsiktigt införande av DLR kan ske succesivt från 2023 och framåt.
Högtemperaturledning		Högtemperaturledningen installeras under Q3 2022.
Energilager		Förstudien beräknas vara klar i Q3 2022. 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.
Flödesstyrning		Förstudien beräknas vara klar i Q3 2022. Efter detta följer fördjupade studier av de tekniker som bedöms ha potential att öka överföringskapaciteten i stamnätet. En eventuell implementering ligger uppskattningsvis minst 3 år bort i tiden.

Traditionella åtgärder och portföljprioritering

Löpande identifiering av begränsande utrustning

Portföljprioritering

Systemutredning i SE3

Övriga planerade nätinvesteringar

Åtgärder för att minska avbrottsid

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
- > Dynamisk TRM
- > **Nytt!** - Stödtjänst spänningsreglering



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 överflödigt 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.



Flowbased ska implementeras 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.

Under det senaste året har Svenska kraftnät satt en kapacitet på upp till 300 MW mer än vad som kan garanteras ”i värsta fall” på förbindelsen från FI till SE3 (Fenno-Skan). Dessutom lämnar Svenska kraftnät upp till 300 MW mer på förbindelsen mot NO1 (Hasle) under vissa timmar om Statnett kan garantera tillgänglig uppreglering vid behov.

De åtgärder som redan har genomförts har gett upp till 500 MW i ökad handelskapacitet fördelat på gränsen mot FI (import Fenno-Skan) och NO1 (export Hasle).



I början av maj 2022 skickade Svenska kraftnät ut en Rfi för att ta reda på vilka ytterligare resurser som finns tillgängliga i södra Sverige. Svenska kraftnät ser nu över hur dessa kan användas på bästa sätt.



Mothandel används sedan cirka ett år tillbaka för att öka handelskapaciteterna i normal drift.

Dynamisk TRM

Svenska kraftnät utreder möjligheten att införa dynamisk Transmission Reliability Margin (TRM), det vill säga dynamisk driftsäkerhetsmarginal vid överföringen på snitt 2, mellan elområde SE2 och elområde SE3.

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 analyserat historiska värden för att se om det kan vara driftsäkert att sänka TRM någon eller några timmar per dygn behålla driftsäkerheten.



TRM på snitt 2 är idag 300 MW. En eventuell sänkning kan ge ytterligare 50–100 MW handelskapacitet vissa timmar, framför allt under timmar med låg last.

TRM på snitt 4 är idag 100 MW förutom kl 06 till 08 då TRM är 200 MW. En eventuell sänkning skulle kunna ge ytterligare 50 MW handelskapacitet vissa timmar.



Bedömningen är att detta inte kan göras på ett driftsäkert sätt i dagsläget, men med införandet av flowbased kommer nya sätt att beräkna driftsäkerhetsmarginal att implementeras.



Svenska kraftnät har analyserat detta under första kvartalet 2022. Ingen dynamisk TRM kommer att implementeras i nuläget. Med införandet av flowbased kommer dock nytt sätt att beräkna driftsäkerhetsmarginalen.



Nytt! 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 startar i september 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 (tidigare kommunicerat september 2022). Förseningen beror på komponentbrist. Ansträngningar sker för att om möjligt tidigarelägga implementering.



Dessutom pågår en utredning om utökad systemvärnsfunktionalitet även på snitt 2. Utredningen beräknas vara klar i andra kvartalet 2022.

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 fattar i juni investeringsbeslut om viss DLR med tidigast planerad idrifttagning september 2022.



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 kommer att installeras på sträckan Valbo–Untra. Denna ledning syftar främst till att ge ökad uttagsförmåga i närområdet, ca 100 MW ytterligare uttagskapacitet i Västeråsområdet, och kan ses som ett pilotprojekt för att testa tekniken.



Högtemperaturledningen installeras under Q3 2022.

Energilager för ökad kapacitet

Svenska kraftnät har initierat ett forsknings- och utvecklingsprojekt för att undersöka hur energilager kan 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 energilager kan ha på handelskapaciteten.



Omvärldsanalys färdig i Q2 2022. Den inledande analysen av nyttan i svenska stamnätet beräknas pågå in i Q3 2022. 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.

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.



Omvärldsanalys färdig i Q2 2022. Den inledande analysen av nyttan i svenska stamnätet beräknas pågå in i Q3 2022. 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.
- > Ny 400 kV ledning mellan Ingelkärr och Stenkullen: Ledningen kommer att öka överföringskapaciteten längs med södra delen av Västkusten. Ledningen ska tas i drift år 2025.
- > 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 spänningskollaps i snitt 2. Arbetet beräknas vara klart Q3 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

Utveckling av stödtjänstmarknaderna (1 av 2)

Svenska kraftnät redovisar här utvecklingen av stödtjänstmarknaderna i linje med redovisad slutrapport, mot bakgrund av regeringens beslut den 12 november 2020.

Lista över flexibla resurser som ej uppfyller kraven på mFRR: Svenska kraftnät arbetar med att införa en förteckning (lista) över flexibla resurser med längre aktiveringstid än den standardiserade produkten mFRR. Införande av denna lista med flexibla resurser har direkt koppling till tidplanen för införande av den nordiska energiaktiveringsmarknaden för mFRR. Tidplan för införande av den nordiska energiaktiveringsmarknaden för mFRR justerades nyligen till tidigast 22 maj 2023.

Anskaffa FCR-D ned: 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. Under kvartal 1 upphandlades en fast volym på 75 MW för samtliga timmar, vilken under kvartal 2 höjdes till 120 MW. Volymen är satt utifrån en bedömning av vilket utbud som kommer att finnas tillgänglig under perioden.



De förkvalificerade volymerna av FCR-D ned har fortsatt växa under våren, däremot innebär pågående vårflod en stundtals utmanande situation gällande anskaffning av stödtjänster och därför upphandlas samma volym – 120 MW även under kvartal 3. Svenska kraftnät bedömer att det inför kvartal 4 finns förutsättningar att fortsätta öka upphandlingsvolymen FCR-D ned.

Utveckling av stödtjänstmarknaderna (2 av 2)

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

Marginalpris FCR: Idag ersätts FCR enligt pay-as-bid. Svenska kraftnät presenterade i regeringsuppdraget om stödtjänster en övergång till marginalpris under 2024.

Fram till införandet avser Svenska kraftnät arbeta för att fortsatt öka utbudet och förbättra konkurrensen samt att se över möjligheterna att öka utbytet med grannländerna.



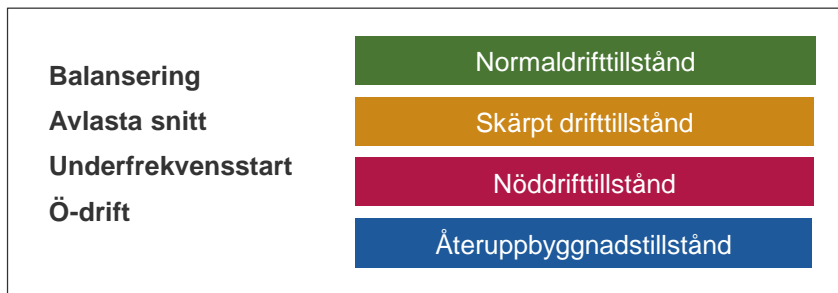
Energimarknadsinspektionen (Ei) har godkänt förslaget om gemensamma och harmoniserade regler och processer för utbyte och upphandling av FCR-balanskapacitet mellan Svenska kraftnät och danska Energinet. Detta innebär att marginalpris för FCR införs senast sista januari 2024.

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:



Framtida lösning:





Dimensionering av mFRR

FRR-dimensioneringsmetoden, som föreslås gälla fullt ut från Q2-2024 (vid anslutning till europeisk marknadskoppling för aFRR energi), var på konsultation under våren 2022. I samband presenterades motsvarande indikativa volymer baserade på historik från 2020 för mFRR uppreglering.

FRR-dimensioneringsmetoden är ännu ej inlämnad till tillsynsmyndigheter för godkännande. Plan är att metod lämnas under sommaren 2022.

Behovet av mFRR kommer att räknas om och kommuniceras åtminstone årsvis och under åren fram till 2024 kommer en andel av behovet se annorlunda ut (eftersom Svenska kraftnät balanserar på annat sätt i nuläget och eftersom en del av de normala/stokastiska obalanserna täcks av aFRR).

2025 kommer Svenska kraftnät enligt rådande plan (Q4-2023) att ha en nordisk mFRR-kapacitetsmarknad D-1 med reservering av överföringskapacitet dvs. en del av SE4-behovet kan 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.

De siffror som är mer relevanta och beständiga för mFRR i nuläget är de volymer som behövs för att täcka N-1-fel, *även benämnd referensincident*, per elområde.

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 2



Inflöde: Svenska kraftnät har fått in 28,4 miljarder kronor i kapacitetsavgifter under perioden 1 januari – 29 juni 2022. I vår senaste prognos från månadskiftet april/maj ser vi ett inflöde på 36 miljarder för helåret 2022. Inflödet är mycket svårprognosticerat.

Användning: Svenska kraftnät avser använda 679 miljoner till att finansiera nätinvesteringar och 1 332 miljoner till övriga prioriterade mål i ACERs metod för användning av kapacitetsavgifter. Detta är inte ett tak för ur mycket kapacitetsavgifter som används under 2022. Om vi hittar effektiva kapacitetshöjande åtgärder, ex. en ny mothandelsordning, kommer dessa finansieras med kapacitetsavgifter. Svenska kraftnät har budgeterat för en ökning av mothandel och övriga avhjälpande åtgärder.

Tariffreduktion: Svenska kraftnät kommer att använda kapacitetsavgifter för att reducera transmissionsnätstariffen under 2022 och 2023.

Fondering: På grund av stora inflöden kommer Svenska kraftnät fondera stora summor kommande år. Prognosen är mycket osäker och beror på hur stora inflödena blir, vilken effekt de avhjälpande- och kapacitetshöjande åtgärderna får samt om vi får tillåtelse från Ei att fortsätta reducera stamnätstariffen. Svenska kraftnät utreder större sänkningar av transmissionsnätstariffen samt överväger att täcka fler investeringar och verksamhetskostnader med kapacitetsavgifter.

Kapacitetsavgifter 2 av 2



Kapacitetsavgifter (Mnkr)	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
IB Ofördelade kap.avg.	-22 358	-51 572	-59 360	-66 591	-71 654	-68 948	-62 158	-49 437	-32 980	-13 333	3 661
Årets tillkommande kap.avg.	-36 000	-21 500	-22 000	-20 500	-15 000	-12 000	-8 000	-8 000	-8 000	-8 000	-8 000
Mothandelskostnader/omdirigering	100	270	470	670	670	670	670	600	600	600	600
Underhåll	70	71	71	71	73	75	78	80	82	84	87
Nätförluster	1 075	932	616	547	523	434	450	450	450	450	450
Avhjälpande åtgärder	48	167	167	167	167	167	167	160	160	160	160
RSC	39	39	45	45	45	45	45	45	45	45	45
Nätinvesteringar (i drift TSO)	679	1 455	1 186	1 571	4 316	8 434	4 777	1927	1204	5548	2550
Tillkommande användning under utredning		8 605	10 927	11 760	9 987	6 820	12 472	19 524	23 284	15 971	14 992
UB ofördelade kap.avg.	-56 347	-61 533	-67 879	-72 260	-70 873	-64 302	-51 500	-34 652	-15 155	1 525	14 544
Tariffreduktion	4 775	2 172	1 287	606	1 925	2 144	2 063	1 672	1 822	2 136	2 374
UB inkl tariffreduktion (fondering)	-51 572	-59 360	-66 591	-71 654	-68 948	-62 158	-49 437	-32 980	-13 333	3 661	16 918