

GENERALDIREKTÖREN

REGERINGEN  
INFRASTRUKTURDEPARTEMENTET  
ENERGIENHETEN  
I.REGISTRATOR@REGERINGSKANSLIET.SE

DATUM  
2022-03-30

ÄRENDENR  
Svk 2021/4974

SKRIVELSE

## Uppdrag om EU-regelverk

Härmed översänds slutrapport för regeringsuppdraget om EU-regelverk. Enligt uppdraget i regleringsbrevet för 2021 redogör Svenska kraftnät för affärsverkets implementering av EU:s ren-energipaket.

Sundbyberg, dag som ovan



Lotta Medelius – Bredhe, Generaldirektör

Ärende nr: Svk 2021/4974

Datum: 2022-03-30

---

# Implementeringen av EU-regelverk på Svenska kraftnät

Redovisning av regeringsuppdrag

---

# Svenska kraftnät

---

Svenska kraftnät är ett statligt affärsverk med uppgift att förvalta Sveriges transmissionsnät för el, som omfattar ledningar för 400 kV och 220 kV med stationer och utlandsförbindelser. Vi har också systemansvaret för el. Vi utvecklar transmissionsnätet och elmarknaden för att möta samhällets behov av en säker, hållbar och ekonomisk elförsörjning. Därmed har Svenska kraftnät också en viktig roll i klimatpolitiken.

## **Version 1.0**

Org. Nr 202 100-4284

Svenska kraftnät  
Box 1200  
172 24 Sundbyberg  
Sturegatan 1

Tel: 010-475 80 00  
Fax: 010-475 89 50  
[www.svk.se](http://www.svk.se)

# Sammanfattning

Svenska kraftnät har fått i uppdrag av regeringen att redogöra för implementeringen av ren-energipaketet och därtill hörande kommissionsförfordningar.

I denna rapport redovisas vilka förfordningar och krav som träffar Svenska kraftnät, status för implementering samt en övergripande beskrivning hur kraven implementerats och vad som återstår i arbetet.

Varje förfordning har delats in i områden. För varje område beskrivs kraven som området innehåller, hur Svenska kraftnät implementerat kraven, om kraven uppfylls och vilket arbete som återstår om de inte uppfylls. Det har inte alltid varit möjligt att ange en tidplan för när återstående arbete bedöms vara färdigt. Det beror på att implementeringen i dessa fall är beroende av andra delar i regelverket och att det inte alltid är Svenska kraftnät som styr processen.

Status för implementeringen redovisas i beskrivande text och i sammanfattande tabeller. I tabellerna anges status med hjälp av kryss. Kryssen i de olika rutorna visar att implementeringen av de ingående kraven är avslutad (grön), pågående (ljusgrön), försenad (orange) eller ej påbörjad (röd). Ett område kan ha kryss i flera rutor eftersom implementeringen kan ha kommit olika långt för de olika kraven inom området. De sammanfattande tabellerna visar en aktuell ögonblicksbild. Eftersom arbetet med implementeringen sker fortlöpande är detta en bild som snabbt kan bli inaktuell.

## **Elmarknadsförfordningen och riskberedskapsförfordningen**

Enligt Svenska kraftnäts samlade bedömning är implementeringen avslutad eller pågående för merparten av de krav som ställs i elmarknadsförfordningen. Den rapportering om omdirigering som Svenska kraftnät årligen ska lämna till Energimarknadsinspektionen är dock försenad. Rapporten kommer att lämnas in under 2022.

Enligt Svenska kraftnäts samlade bedömning är implementeringen avslutad eller pågående för merparten av de krav som ställs i riskberedskapsförfordningen. Implementeringen av den fastställda metoden för att göra bedömningar av tillräcklighet på kort sikt och säsongstillräcklighet är dock försenad. Svenska kraftnät har påbörjat arbetet med att se över hur metoden kan implementeras.

Status för Svenska kraftnäts implementering av förfordningarna redovisas på övergripande nivå i tabell S1.

**Tabell S1** Elmarknads- och riskberedskapsförordningen\*

Förordning	Område	Status för implementering			
		Avslutad	Pågående	Försenad	Ej påbörjad
Elmarknadsförordningen	Elmarknadens funktion	X	X	X	-
	Kapacitetstilldelning och hantering av överbelastning	-	X	-	-
	Resurstillräcklighet	X	-	-	-
	Regionalt samordningscentrum	-	X	-	-
	Samarbete mellan systemansvariga för överföringssystem och distributionssystem	X	-	-	-
Riskberedskapsförordningen	Riskbedömning	X	-	X	-
	Riskberedskapsplan	-	X	-	-
	Hantering av elkriser	-	X	-	-

\* Kryss i flera rutor innebär att implementeringen har kommit olika långt för de olika kraven

### **Kommissionsförordningar för anslutning av produktionsmoduler, förbrukningsanläggningar och anläggningar för högspänd likström**

Enligt Svenska kraftnäts samlade bedömning uppfylls kraven och implementeringen av kommissionsförordningen för anslutning av produktionsmoduler (RfG) är avslutad.

Enligt Svenska kraftnäts samlade bedömning är implementeringen av kraven som gäller de grundläggande förutsättningarna i kommissionsförordningen för anslutning av förbrukningsanläggningar (DCC) avslutad. Återstående krav håller på att implementeras men är försenade. Det som bland annat är försenat är överensstämmelseförfarandet, vilket planeras att vara på plats vid utgången av år 2023.

Enligt Svenska kraftnäts samlade bedömning är implementeringen av de grundläggande förutsättningarna och kravställningen i kommissionsförordningen för anslutning av högspänd likström (HVDC) delvis avslutad och delvis försenad. Kravställningen som har fastställts i EIFS 2019:3 bedömer Svenska kraftnät behöver utvecklas vilket inte har påbörjats. Implementeringen av överensstämmelseförfarandet har inte heller påbörjats.

Detta område har inte prioriterats varför det i nuläget inte finns någon tidplan för när kraven kommer vara implementerade.

Status för anslutningsförfordningarna redovisas på övergripande nivå i tabell S2.

**Tabell S2** Kommissionsförfordningar om anslutning\*

Förfordning	Område	Status för implementering			
		Avslutad	Pågående	Försenad	Ej påbörjad
RfG	Grundläggande förutsättningar	X	-	-	-
	Kravställning	X	-	-	-
	Överensstämelseförfarande	X	-	-	-
DCC	Grundläggande förutsättningar	X	-	X	-
	Kravställning	X	-	X	-
	Överensstämelseförfarande	-	-	X	-
HVDC	Grundläggande förutsättningar	X	-	X	-
	Kravställning	X	-	X	-
	Överensstämelseförfarande	-	-	-	X

\* Kryss i flera rutor innebär att implementeringen har kommit olika långt för de olika kraven

### **Kommissionsförfordningar för långsiktiga överföringsrättigheter, kapacitetstilldelning och hantering av överbelastning samt balanshållning**

Enligt Svenska kraftnäts samlade bedömning är implementeringen av kraven som ställs i kommissionsförfordningen för långsiktiga överföringsrättigheter (FCA) avslutad eller försenad. Det som är försenat är implementeringen av kapacitetsberäkningsmetoden för långsiktiga tidsramar. Den kan inte implementeras förrän den flödesbaserade kapacitetsberäkningsmetoden implementerats, vilken är försenad.

Enligt Svenska kraftnäts samlade bedömning är implementeringen av merparten av de krav som ställs i kommissionsförfordningen för kapacitetstilldelning och hantering av överbelastning (CACM) avslutad eller pågående. Implementeringen av bland annat den gemensamma nätmodellen, den flödesbaserade kapacitetsberäkningsmetoden samt hantering av motköp och omdirigering är dock försenade. Den flödesbaserade kapacitetsberäkningsmetoden bedöms vara implementerad i början av 2023.

Enligt Svenska kraftnäts samlade bedömning håller merparten av de krav som ställs i kommissionsförordningen för balanshållning (EB) på att implementeras. Vissa är pågående medan andra är försenade. Det som är försenat är bland annat villkoren för balansering samt implementeringen av den nordiska aFRR-kapacitetsmarknaden vilken inte kan implementeras förrän den flödesbaserade kapacitetsberäkningsmetoden för dagen före-marknaden har implementerats.

Status för marknadsförordningarna redovisas på övergripande nivå i tabell S3.

**Tabell S3** Kommissionsförordningar om marknad\*

Förordning	Område	Status för implementering			
		Avslutad	Pågående	Försenad	Ej påbörjad
FCA	Prissäkringsmöjligheter	X	-	-	-
	Kapacitetsberäkning	-	-	X	-
CACM	Kapacitetsberäkning	X	-	X	-
	Omdirigering och motköp	-	-	X	-
	Prissättning och fördelning av intäkter	-	X	X	-
	Marknadskoppling	X	-	-	-
	Konkurrens mellan nominerade elmarknadsoperatörer	X	-	-	-
EB	Leverantörer av balanstjänster och balansansvariga parter	-	-	X	-
	Utbyte av balansenergi genom europeiska plattformar	-	X	-	-
	Utbyte av balanskapacitet	-	X	X	-
	Beräkning och reservering av överföringskapacitet	-	X	X	-
	Hantering av obalanser och avräkning	X	X	-	-
	Offentliggörande av information	X	-	-	-

\* Kryss i flera rutor innebär att implementeringen har kommit olika långt för de olika kraven

### Kommissionsförordningar om drift, nödsituationer och återuppbyggnad

Enligt Svenska kraftnäts samlade bedömning är implementeringen av

merparten av de krav som ställs i kommissionsförordningen om drift (SO) försenade. Det gäller bland annat implementeringen av systemdriftilstånd, driftsäkerhetsanalyser samt datautbyte. Svenska kraftnät har för närvarande ingen tidplan för när kraven kommer vara helt implementerade.

Enligt Svenska kraftnäts samlade bedömning håller merparten av de krav som ställs i kommissionsförordningen om nödsituationer och återuppbyggnad (ER) på att implementeras men är försenade. Det som är försenat är bland annat att systemskyddsplanen och återuppbyggnadsplanen inte är kompletta samt att provningsplanen inte godkänts av Energimarknadsinspektionen. Arbetet med att komplettera systemskydds- och återuppbyggnadsplanen pågår och målsättningen är att de ska vara färdiga under 2023.

Status för SO och ER redovisas på övergripande nivå i tabell S4.

**Tabell S4** Kommissionsförordningar om drift, nödsituationer och återuppbyggnad\*

Förordning	Område	Status för implementering			
		Avslutad	Pågående	Försenad	Ej påbörjad
SO	Systemdriftilstånd och driftsäkerhetsgränser	-	-	X	-
	Datautbyte	-	-	X	-
	Nätmodeller för driftsäkerhetsanalyser och avbrottsplanering	-	-	X	-
	Driftsäkerhetsanalys	-	-	X	-
	Avbrottsplanering	-	-	X	-
	Dimensioneringsregler	-	-	X	-
	Förkvalificering för FRR och FCR	-	-	X	-
ER	Systemskyddsplan	-	-	X	-
	Återuppbyggnadsplan	-	-	X	-
	Samspel med marknaden	X	-	-	-
	Informationsutbyte och kommunikation	X	-	-	-
	Överensstämmelseprovning	-	-	X	-

\* Kryss i flera rutor innebär att implementeringen har kommit olika långt för de olika kraven



## Orsaker till förseningar

Svenska kraftnäts arbete med implementering av EU-regelverken är försenat i många delar vilket till viss del kan förklaras utifrån följande:

- > Komplext regelverk
  - Kraven i kommissionsförordningen har inneburit stora förändringar för det svenska och nordiska överföringssystemet som i flera avseenden skiljer sig från överföringssystemen i Europa generellt. Dessa förändringar tar tid att genomföra.
  - I kommissionsförordningarna finns en rad olika beroenden mellan krav, metoder och villkor. Några metoder kan t.ex. inte implementeras förrän andra metoder är implementerade. Vissa beroenden har inte varit kända för Svenska kraftnät vilket lett till att implementering inte skett i rätt ordning.
  - För många av kraven ska implementeringen samordnas på antingen nationell, regional eller europeisk nivå. Denna samordning har varit mer tidskrävande än vad som förutsetts.
- > Hur systemansvaret är organiserat i Sverige
  - Svenska kraftnät är en myndighet och omfattas därmed av offentlighets- och sekretesslagen. Det här innebär att Svenska kraftnät ibland hindras att lämna ut uppgifter vilket har lett till att Svenska kraftnät t.ex. har svårt med att uppfylla vissa av kraven t.ex. datautbyte.
  - Kommissionsförordningarna är utformade utifrån det faktum att den systemansvariga för överföringssystemet i Europa generellt har det operativa ansvaret för delar av överföringssystemet som i Sverige legalt faller under definitionen region- och lokalnät. Det här innebär att Svenska kraftnät t.ex. inte har anslutningsavtal med de parter som ansluter till region- och lokalnäten. Därmed har Svenska kraftnät svårt att ställa krav på bland annat kraftproduktionsmoduler och förbruknings- och distributionsanläggningar när det kommer till inhämtning av data och anslutningskrav.
- > Svenska kraftnäts organisation och resurser
  - Svenska kraftnät har till viss del missbedömt utmaningen och komplexiteten med implementeringen av kommissionsförordningarna. Att implementeringen av alla kommissionsförordningar har skett under nästan exakt samma tidsperiod har lett till att de resurser som funnits inte räckt till och prioriteringar har behövt göras.

- Många av kraven förutsätter IT-system för datahantering och beräkningar. Svenska kraftnät har inte haft och har inte de IT-system som behövs för att kunna genomföra det som kraven fastställer. Utveckling och upphandling av nya IT-system tar tid.

# Innehåll

Sammanfattning .....	3
<b>1 Inledning.....</b>	<b>11</b>
1.1 Bakgrund .....	11
1.2 Uppdraget.....	12
1.3 Avgränsningar .....	13
1.4 Ordlista .....	14
<b>2 Tredje och fjärde inre marknadspaketet för el .....</b>	<b>16</b>
2.1 Tredje inre marknadspaketet .....	16
2.2 Fjärde inre marknadspaketet .....	19
<b>3 Implementering av EU-lagstiftningen .....</b>	<b>20</b>
3.1 Elmarknadsförordningen .....	22
3.2 Riskberedskapsförordningen .....	36
3.3 Kommissionsförordningar .....	40
3.3.1 Anslutning .....	40
3.3.2 Marknad .....	55
3.3.3 Drift, nödsituationer och återuppbyggnad.....	87

# 1 Inledning

Kapitlet innehåller en bakgrund som översiktligt beskriver etablerandet av den gemensamma inre marknaden för el och kopplingen till energiunionen. Kapitlet innehåller också en beskrivning av uppdraget samt de avgränsningar som har gjorts.

## 1.1 Bakgrund

År 2015 presenterade kommissionen en ramstrategi för en motståndskraftig energiunion med en framåtblickande klimatpolitik. Målet med energiunionen är att ge EU:s energikonsumenter – både hushållen och företagen – säker, hållbar och konkurrenskraftig energi till överkomliga priser. För att uppnå detta ska energiunionen fokusera på fem lika viktiga områden: försörjningstrygghet, en integrerad inre marknad för energi, energieffektivitet, minskade klimatutsläpp samt forskning, innovation och konkurrens.<sup>1</sup>

En integrerad inre marknad för energi är inget nytt utan har varit på den politiska agendan sedan 1980-talet, då de flesta nationella marknader fortfarande var monopolmarknader. År 1996 togs det första steget mot en gemensam inre marknad för el inom EU, då det första energipaketet beslutades. Därefter har ytterligare tre lagstiftningspaket antagits, vart och ett med syfte att påskynda etableringen av den inre marknaden för el, se Figur 1.

---

<sup>1</sup> Åtgärds paketet för en energiunion – en ramstrategi för en motståndskraftig energiunion med en framåtblickande klimatpolitik COM(2015)



**Figur 1** Utvecklingen av den inre marknaden för el.

Svenska kraftnät, som är systemansvarig för överföringssystemet (systemansvarig), har en viktig roll i byggandet av den inre marknaden för el och därmed i att uppnå de uppsatta mål med energiunionen som medlemsstaterna har kommit överens om.<sup>2</sup> Svenska kraftnät ska bland annat säkerställa att svenska gränsöverskridande överföringsförbindelser kopplas samman med våra grannländers och att överföringskapacitet tilldelas marknaden. Över tid ger en gemensam elmarknad inte bara bättre förutsättningar för utnyttjande av de resurser som finns inom unionen, utan även ett mer driftsäkert överföringssystem genom att reserver för att hantera eventuella händelser kan utnyttjas över nationsgränserna.

För att den inre marknaden för el ska realiseras arbetar Svenska kraftnät kontinuerligt med att implementera och efterleva alla de bestämmelser som följer av EU-regelverken och som åläggs Svenska kraftnät som systemansvarig.

## 1.2 Uppdraget

Svenska kraftnät har fått i uppdrag av regeringen att redogöra för implementeringen av ren-energi-paketet och därtill hörande kommissionsförordningar. Uppdraget ska redovisas senast den 1 april 2022.<sup>3</sup>

Uppdraget består i att gå igenom vilka lagkrav i ren energi-paketet, nätföreskrifterna och riktlinjerna som träffar Svenska kraftnät, inklusive vilka som uppfylls respektive behöver någon form av åtgärd. De mest betydelsefulla åtgärderna som vidtagits vad gäller nätsammanbrott och återuppbyggnad ska

<sup>2</sup> Genomgående i rapporten används "systemansvarig" i bemärkelsen systemansvarig för överföringssystemet i enlighet med EU-regelverket.

<sup>3</sup> [Regleringsbrev 2021 Myndighet Affärsverket svenska kraftnät - Ekonomistyrningsverket \(esv.se\)](#)

redovisas. Av redovisningen ska också framgå eventuella förseningar, vilket arbete som återstår och tidplanen för detta. Eventuella uppdateringar kring de åtgärder som föreslagits inom ramen regeringsuppdraget (I2020/02874) för systemdrifttillstånden skärp drifttillstånd och nöddrifttillstånd kan också göras.

Gällande regeringsuppdraget (I2020/02874) finns för närvarande inga uppdateringar att redovisa.

### 1.3 Avgränsningar

I rapporten redogörs för hur implementeringen fortlöper av de förordningar som finns angivna i tabell 1.

**Tabell 1.** Förordningar som omfattas av denna rapport – det formella namnet och benämningen i rapporten

Förordning	Benämning i rapporten
Europaparlamentets och rådets förordning (EU) 2019/943 av den 5 juni 2019 om den inre marknaden för el	Elmarknadsförordningen
Europaparlamentets och rådets förordning (EU) 2019/941 av den 5 juni 2019 om riskberedskap inom elsektorn och om upphävande av direktiv 2005/89/EG	Riskberedskapsförordningen
Kommissionens förordning (EU) 2015/1222 av den 24 juli 2015 om fastställande av riktlinjer för kapacitetstilldelning och hantering av överbelastning	CACM
Kommissionens förordning (EU) 2017/2195 av den 23 november 2017 om fastställande av riktlinjer för balanshållning avseende el	EB
Kommissionens förordning (EU) 2016/1719 av den 26 september 2016 om fastställande av riktlinjer för förhandstilldelning av kapacitet	FCA
Kommissionens förordning (EU) 2017/1485 av den 2 augusti 2017 om fastställande av riktlinjer för driften av elöverföringssystem	SO
Kommissionens förordning (EU) 2017/2196 av den 24 november 2017 om fastställande av nätföreskrifter för nödsituationer och återuppbyggnad avseende elektricitet	ER
Kommissionens förordning (EU) 2016/631 av den 14 april 2016 om fastställande av nätföreskrifter med krav för nätanslutning av generatorer	RfG
Kommissionens förordning (EU) 2016/1388 av den 17 augusti 2016 om fastställande av nätföreskrifter för anslutning av förbrukare	DCC
Kommissionens förordning (EU) 2016/1447 av den 26 augusti 2016 om fastställande av nätföreskrifter med krav	HVDC

för nätanslutning av system för högspänd likström och likströmsanslutna kraftparksmoduler

Förordningar som inte har nämnts i tabellen anser Svenska kraftnät ligga utanför detta uppdrag. Vidare har Svenska kraftnät valt att inte redogöra för Europaparlamentets och rådets direktiv (EU) 2019/944 av den 5 juni 2019 om gemensamma regler för den inre marknaden för el och om ändring av direktiv 2012/27/EU eftersom implementering av direktivet pågår i Sverige, genom revidering av ellagen.

Som medlem i ENTSO-E har Svenska kraftnät ett ansvar för att tillhandahålla den information som ENTSO-E behöver för att kunna uppfylla sina åtaganden samt att så långt som möjligt aktivt delta i ENTSO-E:s arbete. Efterlevnaden av de krav som ställs på ENTSO-E kommer inte att ingå i denna rapport.

## 1.4 Ordlista

Här beskrivs begrepp som återfinns i den löpande texten. För de begrepp som finns definierade i en förordning görs en hänvisning till den förordningen.

**Tabell 2.** Begrepp som används i rapporten. Förklaringen följer av definitioner i rättsakterna.

Förkortning eller begrepp	Förklaring
Avhjälpan åtgärder	Alla åtgärder som manuellt eller automatiskt tillämpas av en eller flera systemansvariga i syfte att upprätthålla driftsäkerhet (CACM artikel 2.13 och SO artikel 20-23)
Balansenergi	Den energi som den systemansvariga använder för att fortlöpande kunna upprätthålla frekvensen i överföringssystemet och aktiveras efter behov. (EB artikel 2.4)
Balanskapacitet	Den volym reservkapacitet (effekt) som den balansansvariga parten har gått med på att upprätthålla för att senare kunna lämna in som ett balansenergi bud. (EB artikel 2.5)
Delegerad akt	En bindande rättsakt som innebär att kommissionen kan komplettera eller ändra mindre väsentliga delar av en förordning för att t.ex. fastställa mer detaljerade bestämmelser.
Dynamisk stabilitet	En allmän beteckning som omfattar rotorvinkelstabilitet, frekvensstabilitet och spänningsstabilitet (SO artikel 3.32).
Genomförandeakt	En bindande rättsakt där kommissionen kan fastställa regler för att se till att t.ex. en förordning tillämpas på samma sätt i hela EU.

Havsbaserade kraftparksmoduler	En kraftparksmodul som är placerad till sjöss och som har en havsbaserad anslutningspunkt.
Kraftparksmodul	En eller flera elproduktionsenheter som antingen är asynkront anslutna till nätet eller anslutna via kraftelektronik, exempelvis vindkraft och solkraft.
Leverantörer av skyddstjänster	En juridisk person som har en rättslig eller avtalsmässig skyldighet att tillhandahålla en tjänst som bidrar till en eller flera åtgärder i systemskyddsplanen (ER artikel 3.1).
Leverantörer av återuppbyggnadstjänster	En juridisk person som har en rättslig eller avtalsmässig skyldighet att tillhandahålla en tjänst som bidrar till en eller flera åtgärder i återuppbyggnadsplanen (ER artikel 3.2).
Lindningskopplare	En anordning för att ändra en lindnings uttagpunkt som kan användas när transformatorn är spänningssatt eller under belastning.
Motköp	Ett utbyte mellan elområden som initieras av systemansvariga mellan två elområden för att minska fysisk överbelastning (elmarknadsförordningen artikel 2.27).
N-1 kriteriet	Efter en oförutsedd händelse ska överföringssystemet klara av det nya driftförhållandet utan att överträda gränserna för driftsäkerhet (SO artikel 3.14).
Nätelement	En enskild komponent i ett överföringssystem, inklusive sammanlänkningslinjer, eller ett distributionssystem, inklusive ett slutet distributionssystem.
Observerbarhetsområde	En systemansvarigs egna överföringssystem och relevanta delar av anslutna region- och lokalnät samt angränsande systemansvariga. Förenklat kan observerbarhetsområdet sägas omfatta 70 – 400 kV-näten i Sverige.
Omdirigering	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 (elmarknadsförordningen artikel 2.26).
Position	Den deklarerade energivolymen hos en balansansvarig part som används för beräkningen av dess obalans.
Synkron kraftproduktionsmodul	En odelbar uppsättning av apparater som kan generera elektrisk energi så att frekvensen av den genererade spänningen, generatorns varvtal och nätspänningens frekvens har ett konstant förhållande och därmed är synkroniserade. Exempelvis vattenkraft och kärnkraft.
Systemdriftregion	Systemdriftsregionerna är utformade efter hur elsystemet agerar och påverkas av olika händelser. Indelningen syftar till att avgränsa processer, metoder och systemstöd. Varje systemdriftsregion ska innehålla ett regionalt samordningscentrum (elmarknadsförordningen artikel 36).



Systemansvarig för distributionssystem	En fysisk eller juridisk person som ansvarar för drift, säkerställande av underhåll av och, vid behov, utbyggnad av distributionssystemet inom ett visst område och, i tillämpliga fall, dess sammanlänknings till andra system och för att säkerställa att systemet på lång sikt kan uppfylla rimliga krav på distribution av el (elmarknadsdirektivet artikel 2.29). I ellagen (1997:857) motsvaras detta av nätföretag.
Systemansvarig för överföringssystem	En fysisk eller juridisk person som ansvarar för drift och underhåll och, vid behov, utbyggnad av överföringssystemet inom ett visst område och, i tillämpliga fall, dess sammanlänknings till andra system och för att säkerställa att systemet på lång sikt kan uppfylla rimliga krav på överföring av el (elmarknadsdirektivet artikel 2.35). I ellagen (1997:857) motsvaras detta av transmissionsnätetsföretag.
Tillförlitlighetsnorm	Anger den nödvändiga nivån för medlemsstatens försörjningstrygghet (elmarknadsförordningen artikel 25).
Överföringssystem	Transmissionsnät, vilket är ett tekniskt och driftsmässigt sammanhängande ledningsnät som har en spänning om 220 kilovolt eller mer, sträcker sig över flera regioner i Sverige och länkar samman det nationella elnätet med elnät i andra länder (ellagen 1997:857).

## 2 Tredje och fjärde inre marknads paketet för el

Kapitlet innehåller en beskrivning av det tredje och fjärde marknads paketet för el. De mest centrala åtgärderna i marknads paketet presenteras och processen för att ta fram en kommissionsförordning i form av en nätföreskrift eller riktlinje beskrivs.

### 2.1 Tredje inre marknads paketet

I april 2009 godkändes tredje inre marknads paketet i syfte att slutföra etableringen av den inre marknaden för el. Paketet för el bestod av tre rättsakter, ändring av elmarknadsdirektivet och elmarknadsförordningen samt antagande av ACER-förordningen.<sup>4</sup>

<sup>4</sup> Europaparlamentets och rådets direktiv 2009/72/EG om gemensamma regler för den inre marknaden för el och om upphävande av direktiv 2003/54/EG, Europaparlamentets och rådets förordning (EG) nr 714/2009 om villkor för tillträde till nät för gränsöverskridande elhandel och om upphävande av förordning (EG) nr 1228/2003 samt Europaparlamentets och rådets förordning (EG) Nr 713/2009 om inrättande av en byrå för samarbete mellan energitillsynsmyndigheter

I rättsakterna föreslogs en rad åtgärder för att stärka konkurrensen. De mest centrala åtgärderna var

- > att få till en effektiv åtskillnad mellan den verksamhet som systemansvariga bedriver och den konkurrensutsatta marknaden
- > etablerandet av byrån för samarbete mellan EU:s tillsynsmyndigheter inom energiområdet (European Union Agency for the Cooperation of the Energy Regulators, ACER) i syfte att stärka samarbetet mellan de nationella tillsynsmyndigheterna och tillsynen över marknaderna samt agera tvistelösare i vissa frågor som rör gränsöverskridande förbindelser
- > etablerandet av det europeiska samarbetet mellan systemansvariga för el (ENTSO-E) i syftet att skapa förutsättningar för en kontinuerlig dialog mellan de certifierade systemansvariga
- > att stärka kundernas rättigheter.

I elmarknadsförordningen ges kommissionen mandat att anta genomförandeakter och delegerade akter genom att utarbeta nätföreskrifter och riktlinjer (kommissionsförordningar). Skillnaden mellan en nätföreskrift och en riktlinje är graden av detaljer. Riktlinjer innehåller minimikrav för vad som ska uppnås medan nätföreskriften innehåller mer detaljerade krav för genomförandet.

Elmarknadsförordningen anger inom vilka områden som kommissionen får utarbeta nätföreskrifter och riktlinjer. Områden som pekats ut är bland annat regler för nätets driftsäkerhet och tillförlitlighet, regler för kapacitetstilldelning och hantering av överbelastning samt regler avseende elhandel.

Processen för hur nätföreskrifter ska tas fram beskrivs också i elmarknadsförordningen. Figur 2 ger en översiktlig beskrivning av processen och de olika stegen.



Figur 2 Processen för hur nätföreskrifter tas fram.

- > **Ramriktlinje:** Kommissionen ska, efter samråd med bland annat ACER och ENTSO-E, varje år upprätta en prioriteringslista över vilka nätföreskrifter som ska tas fram. Utifrån prioriteringslistan ger

kommissionen ACER i uppdrag att inom sex månader ta fram en icke-bindande ramriktlinje. Under framtagandet av ramriktlinjen ska ACER samråda med berörda intressenter och då framför allt med ENTSO-E. Ramriktlinjen ska vara färdig inom sex månader.

- > **Nätföreskrift:** Efter att kommissionen har godtagit ramriktlinjen ger de ENTSO-E i uppdrag att lägga fram ett förslag till nätföreskrift. Nätföreskriften ska utformas utifrån den framtagna ramriktlinjen och vara färdig inom tolv månader. ENTSO-E ska överlämna ett utkast av nätföreskriften till ACER, som har tre månader att gå igenom den och se till så att den följer ramriktlinjen. Nätföreskriften överlämnas därefter till kommissionen.
- > **Godkännande:** Kommissionens uppgift är att se till så att nätföreskriften blir juridiskt bindande i form av en förordning. Det innebär att reglerna inte behöver genomföras i den nationella lagstiftningen, eftersom en förordning gäller direkt i varje medlemsstat. Kommissionen tillsätter en expertgrupp eller en kommitté som består av representanter från varje medlemsstat. Under denna process ges medlemsstaterna möjlighet att lämna synpunkter på nätföreskriften. När en nätföreskrift har antagits av medlemsstaterna har Europaparlamentet och rådet i allmänhet två månader på sig att komma med invändningar. Om inga invändningar inkommer så träder nätföreskriften i kraft 20 dagar efter att den har publicerats i Europeiska unionens officiella tidning (EUT).

Gällande processen för att ta fram en riktlinje så kan kommissionen själv välja att utarbeta en sådan eller välja att använda den process som ska användas för att ta fram en nätföreskrift. Kommissionen kan också välja att själva ändra i en framtagna riktlinje. Väljer kommissionen själva att ta fram och ändra i en riktlinje så ska kommissionen samråda med berörda intressenter. Godkännandeprocessen för en riktlinje är densamma som för godkännandet av en nätföreskrift.

Kommissionen har i enlighet med elmarknadsförordningen rätt att ändra i en nätföreskrift. ACER får på eget initiativ föreslå ändringar av en nätföreskrift till kommissionen. Personer som sannolikt har ett intresse i en nätföreskrift får föreslå ändringar till ACER. ACER lägger fram motiverade förslag till ändringar för kommissionen efter att ha genomfört ett samråd. Ändringar ska godkännas enligt samma förfarande som när en nätföreskrift eller kommissionsriktlinje godkänns.

## 2.2 Fjärde inre marknadspaketet

I juni 2019 godkändes det fjärde inre marknadspaketet som en del i det mer omfattande lagstiftningspaketet Ren energi för alla<sup>5</sup>. Ren energi-paketet innehåller bland annat målsättningar för EU inom energieffektivisering och förnybar energi och syftar till att fasa ut fossilberoendet och bidra till målet om sänkta växthusgasutsläpp i linje med Parisavtalet<sup>6</sup>. Det fjärde inre marknadspaketet består av fyra rättsakter, ändringar av elmarknadsdirektivet, elmarknadsförordningen och ACER-förordningen samt en ny förordning om riskberedskap.

I rättsakterna föreslås en rad åtgärder för att bidra till genomförandet av EU:s målsättning inom Parisavtalet till 2030. De mest centrala åtgärderna är att

- > det införs nya regler för att tillgodose behovet av mer förnybar energi
- > förutsättningarna för efterfrågefleksibilitet ökas
- > det blir obligatoriskt för medlemsstaterna att utarbeta beredskapsplaner för potentiella elkriser
- > ACER:s befogenheter ökar gällande gränsöverskridande tillsynssamarbete.

I elmarknadsförordningen beskrivs också ENTSO-E:s huvuduppgifter samt ombildningen av den befintliga Regionala säkerhetssamordningen till Regionala samordningscentrum med ytterligare arbetsuppgifter.

Ett nytillkommet avsnitt i elmarknadsförordningen är att det bildas en EU-enhet för systemansvariga för distributionssystem (EU DSO-enheten). EU DSO-enheten ska samordna Europas systemansvariga för distributionssystemen på ett liknande sätt som ENTSO-E samordnar Europas systemansvariga för överföringssystemen. För svensk del innebär det att svenska nätföretag, som är systemansvariga för distributionssystemen, ska delta.

Genom det fjärde marknadspaketet ändras förutsättningarna för framtagandet av nätföreskrifter och riktlinjer. ENTSO-E har inte längre ensamt ansvar för framtagandet utan behöver samarbeta med den nybildade EU DSO-enheten. ACER får också mer tid till att granska nätföreskriften innan den överlämnas till kommissionen. Även godkännandeprocessen för de metoder och villkor som följer av en nätföreskrift eller riktlinjer justeras. Metoder och villkor som

---

<sup>5</sup> Clean Energy Package på engelska.

<sup>6</sup> Parisavtalet är ett globalt klimatavtal som trädde i kraft 2016 och som syftar till att hålla den globala uppvärmningen långt under 2 °C och sträva efter att begränsa den till 1,5 °C

har krävt ett godkännande av samtliga europeiska tillsynsmyndigheter ska nu enbart godkännas av ACER.

Ökad dialog, samverkan och samsyn mellan branschens aktörer är en förutsättning för att möta systemutmaningarna. I förordningen ställs krav på samarbete mellan såväl ENTSO-E och EU DSO-enheten som mellan systemansvariga och systemansvariga för distributionssystem, med den övergripande målsättningen att säkerställa leveranssäkerhet och systemstabilitet.

### 3 Implementering av EU-lagstiftningen

I kapitlet beskrivs syftet med förordningarna, kraven som berör Svenska kraftnät och hur kraven implementerats.

Bedömningen av Svenska kraftnäts efterlevnad av kraven bygger på en genomgång av samtliga artiklar i respektive förordning. Artiklarna har grupperats in i olika områden och redovisningen sker utifrån dessa områden.

Varje förordning inleds med en sammanfattande bedömning av hur kraven i förordningen efterlevs.

I den sammanfattande tabellen anges status med hjälp av kryss. Kryss i de olika rutorna innebär att implementeringen av de ingående kraven är avslutad (grön), pågående (ljusgrön), försenad (orange) eller ej påbörjad (röd). Innebörden av dessa kategorier beskrivs i tabell 3. Ett område kan ha kryss i olika rutor eftersom implementeringen kan ha kommit olika långt för de olika kraven som området omfattar.

**Tabell 3.** Färgkod och dess betydelse vid bedömning av status för implementering.

Färgkod	Förklaring
Avslutad	<p><b>Implementering avslutad</b></p> <p>Implementeringen av kravet/kraven som fastställs i artikeln är avslutad. Dvs. kravet/kraven efterlevs och det finns rutiner och processer på plats för att säkerställa en kontinuerlig efterlevnad.</p> <p>Implementeringen av godkänd metod eller villkor är avslutad och används.</p>
Pågående	<p><b>Implementering pågår – i fas</b></p> <p>Implementeringen av kravet/kraven som fastställs i artikeln pågår och sker inom angiven tidsram för ikraftträdande och tillämpning.</p>

Färgkod	Förklaring
	Implementeringen av godkänd metod eller villkor pågår och följer den angivna implementeringstiden som finns fastställd i respektive metod eller villkor.
Försenad	<p><b>Implementering pågår – försenad</b></p> <p>Implementeringen av kravet/kraven som fastställs i artikeln pågår men är försenad och sker därmed inte inom angiven tidsram för ikraftträdande och tillämpning.</p> <p>Implementeringen av godkänd metod eller villkor är försenad och följer därmed inte den angivna implementeringstiden som finns fastställd i respektive metod eller villkor.</p>
Ej påbörjad	<p><b>Implementering ej påbörjad</b></p> <p>Inga åtgärder vidtagna.</p>

I de fall något krav inom området kräver ett externt godkännande, genom att t.ex. en metod eller villkor ska tas fram, redovisas detta i ytterligare en tabell. På Svenska kraftnäts webbplats publiceras metoder och villkor fortlöpande.<sup>7</sup> Eftersom utvecklingen på området är ständigt pågående är genomgången i denna rapport en ögonblicksbild som snabbt blir inaktuell.

Det är möjligt att ansöka om undantag från en del specifika krav. I det fall Svenska kraftnät har beviljats ett undantag av Energimarknadsinspektionen (Ei) klassas kravet som ljusgrönt, dvs. att implementering pågår inom angiven tidsram. Genom ett beviljat undantag följer Svenska kraftnät lagstiftningen men arbetet internt pågår för att säkerställa en övergång till huvudregeln när undantaget löper ut.

Det har inte alltid varit möjligt att ange en tidplan för när återstående arbete bedöms vara färdigt. Det beror på beroenden till implementeringen av andra delar av regelverket och att det inte alltid är Svenska kraftnät som styr processen.

<sup>7</sup> [Legalt ramverk | Svenska kraftnät \(svk.se\)](https://svk.se)

### 3.1 Elmarknadsförordningen

Enligt Svenska kraftnäts samlade bedömning är implementeringen avslutad eller pågående för merparten av de krav som ställs i elmarknadsförordningen. Den rapportering om omdirigering som Svenska kraftnät årligen ska lämna till Ei är dock försenad. Rapporten kommer att lämnas in under 2022. Status för de områden som bedömts i elmarknadsförordningen visas i tabell 4.

**Tabell 4** Status för elmarknadsförordningen\*

Område	Avslutad	Pågående	Försenad	Ej påbörjad
Elmarknadens funktion	X	X	X	-
Kapacitetstilldelning och hantering av överbelastning	-	X	-	-
Resurstillräcklighet	X	-	-	-
Regionalt samordningscentrum	-	X	-	-
Samarbete mellan systemansvariga för överföringssystem och distributionssystem	X	-	-	-

\* Kryss i flera rutor innebär att implementeringen har kommit olika långt för kraven området omfattar

Syftet med elmarknadsförordningen är att få på plats grundläggande förutsättningar för en välfungerande inre marknad för el, och därmed skapa förutsättningar för att bland annat nå klimat- och energimålen för 2030. Det här ska uppnås med hjälp av marknadssignaler, en större andel förnybara energikällor, försörjningstrygghet, flexibilitet, hållbarhet, utfasning av fossila bränslen och ökad innovation.

Många av kraven som finns i elmarknadsförordningen specificeras ytterligare i kommissionsförordningarna och som beskrivs längre ner i kapitlet.

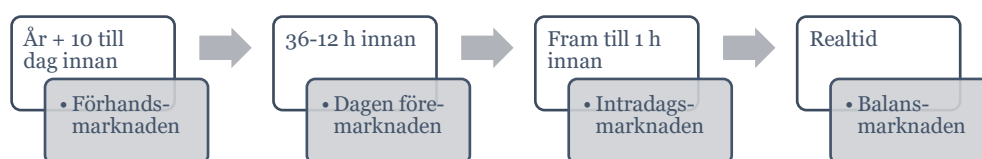
Svenska kraftnäts efterlevnad av elmarknadsförordningen beskrivs utifrån följande områden:

- > elmarknadens funktion
- > kapacitetstilldelning och hantering av överbelastning
- > resurstillräcklighet
- > regionalt samordningscentrum

- > samarbete mellan systemansvariga för överföringssystem och distributionssystem.

### Elmarknadens funktion

Elmarknaden är idag europeisk och delas in i fyra delmarknader: *förhandsmarknaden*, *dagen före-marknaden*, *intradagsmarknaden* och *balansmarknaden* – se figur 3.



Figur 3 Elmarknadens fyra delmarknader.

Att marknaden är uppdelad beror på att handeln sker i olika steg och vid olika tidpunkter.

Elmarknadsförordningen fastställer krav för de olika delmarknaderna samt hur dirigering och omdirigering av produktion och efterfrågefleksibilitet ska hanteras. Bland annat fastställs följande för de olika delmarknaderna.

*Förhandsmarknaden:* Systemansvariga ska utfärda långsiktiga överföringsrättigheter eller liknande åtgärder så att marknadsaktörer kan prissäkra sig över elområdesgränsen. Detta gäller såvida inte berörda tillsynsmyndigheter har gjort en bedömning att det redan finns tillräckliga prissäkringsmöjligheter i de berörda elområdena.

*Dagen före- och intradagsmarknaden:* Systemansvariga och nominerade elmarknadsoperatörer ska tillsammans organisera hanteringen av de integrerade dagen före- och intradagsmarknaderna i enlighet med kommissionsförordningen CACM. Systemansvariga och nominerade elmarknadsoperatörer ska vara föremål för tillsyn av berörd tillsynsmyndighet och ACER gällande elhandelsfrågor.

*Balansmarknaden:* Priset på balansenergi ska inte fastställas på förhand i avtalen för balanskapacitet. Upphandling av balanskapacitet uppåt och nedåt ska ske separat om inte berörd tillsynsmyndighet har godkänt ett undantag från kravet. Avtal om balanskapacitet får inte ingås mer än en dag före tillhandhållandet av balanskapaciteten och avtalsperioden ska vara högst en dag, om inte behörig tillsynsmyndighet har beviljat undantag från kravet.

De krav i förordningen som kräver ett externt godkännande listas i tabell 5.



Tabell 5 Externa godkännanden eller rapporteringar.

Artikel	Krav	Status	Statuskod
6.9	Upphandling av balanskapacitet uppåt och balanskapacitet nedåt ska utföras var för sig om inte den systemansvariga har beviljats undantag från kravet.	Den 22 oktober 2020 beviljade Ei Svenska kraftnät ett undantag från att behöva upphandla FCR-N uppåt och nedåt separat. Undantaget gäller fram till och med den 31 december 2023. Idag upphandlas balanskapacitet uppåt och nedåt från produkterna FCR-D och aFRR separat.	Pågående
6.9– 6.10	Avtal om balanskapacitet får inte ingås mer än en dag före tillhandhållandet av balanskapaciteten och avtalsperioden ska vara högst en dag om inte den systemansvariga har beviljats undantag från kravet.	Den 24 juni 2021 beviljade Ei Svenska kraftnät ett undantag från att behöva upphandla mFRR en dag före med en avtalsperiod på högst en dag. Undantaget gäller fram till och med den 31 december 2025.	Pågående
8.4	Senast den 1 januari 2021 ska avräkningsperioden för obalanser vara 15 minuter om inte den systemansvariga har beviljats undantag från kravet. Undantag kan enbart beviljas en gång och fram till och med den 31 december 2025.	Den 11 mars 2021 beviljade Ei Svenska kraftnät ett undantag från införandet av 15 minuters avräkningsperiod för obalanser. Undantaget gäller fram till senast den 21 maj 2023. Undantaget är beslutat utifrån artikel 62 i EB.	Pågående
9.1	Systemansvariga vid en elområdesgräns ska utfärda långsiktiga överföringsrättigheter om inte berörda tillsynsmyndigheter har antagit ett samordnat beslut om att detta inte är nödvändigt.	Under 2017 beslutade Ei utifrån artikel 30.1 i FCA att Svenska kraftnät inte behöver ställa ut några långsiktiga överföringsrättigheter. Beslutet gäller för fyra år.  Ei har ännu inte fattat något nytt beslut för 2022 och fyra år framåt.	Avslutad
13.4	Systemansvariga ska årligen lämna in en rapport till berörd tillsynsmyndighet gällande omdirigering.	Den rapportering om omdirigering som Svenska kraftnät årligen ska lämna till Ei är försenad.	Försenad

*Undantag från att upphandla FCR uppåt och nedåt separat:* Den 22 oktober 2020 beviljade Ei Svenska kraftnät ett undantag från att behöva upphandla balanskapacitet uppåt och nedåt, var för sig, för frekvenshållningsreserven (FCR-N). Undantaget är beviljat fram till och med den 31 december 2023.

Orsaken till undantaget är i huvudsak att nuvarande FCR-N är en symmetrisk produkt, vilket betyder att den i nuläget måste kunna reglera lika mycket upp som ned. Någon separat upphandling är i dagsläget inte möjlig att genomföra. För att kunna genomföra separata upphandlingar behöver Svenska kraftnät ta fram nya tekniska produktspecifikationskrav för FCR-N. Dessa krav ska därefter godkännas av Ei. Efter ett godkännande behöver leverantörer av FCR-N ges tid att anpassa sina anläggningar utifrån de nya tekniska kraven. Utarbetandet av nya tekniska krav behöver ske i samarbete med övriga nordiska systemansvariga eftersom de tekniska kraven enligt SO ska vara desamma inom ett synkronområde. Det här är en process som tar tid. Arbetet försvåras också av att det i nuläget inte finns någon samsyn mellan de nordiska systemansvariga och de nordiska tillsynsmyndigheterna om huruvida FCR ska inkluderas i begreppet balanskapacitet, och därmed omfattas av kravet att upphandling uppåt och nedåt ska ske separat. Svenska kraftnät och Ei anser att FCR ska omfattas av begreppet men för att komma vidare med införandet av kravet behöver först en samsyn på nordisk nivå uppnås.

*Undantag från att behöva upphandla mFRR-balanskapacitet en dag före:* Den 24 juni 2021 beviljade Ei Svenska kraftnät ett undantag om att inte behöva anskaffa balanskapacitet för manuell frekvensåterställningsreserver (mFRR) en dag före tillhandahållandet av balanskapaciteten samt att avtalsperioden för ingångna avtal skulle vara högst en dag lång. Undantaget är beviljat fram till den sista december 2025.

Orsaken till undantaget är att Svenska kraftnät ser en risk att dagen före inte kunna anskaffa den mängd balanskapacitet för mFRR som krävs för att kunna hålla elsystemet inom normaldrift. Det här beror framför allt på att det finns väldigt få leverantörer av mFRR i elområde 4 och elområde 3. Skulle ett underskott på balanskapacitet uppstå på grund av att balanskapaciteten inte kan anskaffas, kan Svenska kraftnät behöva minska tilldelningen av överföringskapacitet till dagen före-marknaden. Detta för att möjliggöra överföring av energibud från elområde 1/elområde 2 till elområde 3 och elområde 4. Det i sin tur kan äventyra försörjningstryggheten, då det inte är säkert att tillräckligt med efterfrågad volym balansenergibud finns tillgängliga i elområde 1 och elområde 2.

Genom att skjuta på införandet ges Svenska kraftnät tid att säkerställa att ovan beskrivna risker minimeras. För att minimera de risker som beskrivs planerar Svenska kraftnät att med övriga nordiska systemansvariga införa en nordisk mFRR-kapacitetsmarknad där anskaffningen ska ske dagen före. En större

marknad skapar bättre förutsättningar för att säkra den mängd balanskapacitet för mFRR som Svenska kraftnät är i behov av. Genom att skjuta på ett införande ges även marknadsaktörerna möjlighet att anpassa sig till en anskaffning som sker dagen före. Svenska kraftnät ska årligen rapportera till Ei vilka åtgärder Svenska kraftnät har vidtagit samt avser att vidta för att från och med den 1 januari 2026 kunna anskaffa mFRR-balanskapacitet dagen före.

### **Kapacitetstilldelning och hantering av överbelastning**

En korrekt elområdesindelning är en förutsättning för att kunna få till en effektiv gränsöverskridande kapacitetstilldelning. Elområden finns för att synliggöra de strukturella överbelastningar som finns i överföringssystemet. För att säkerställa korrekta elområdesindelningar ska samtliga systemansvariga senast den 5 oktober 2019 ta fram en metod för översyn av elområden samt ett förslag till alternativa elområdesindelningar som ska övervägas i processen. Metoden och förslaget till alternativa elområdesindelningar ska godkännas av samtliga tillsynsmyndigheter inom unionen enhälligt, om så inte är möjligt hänvisas beslutet till ACER. Inom 12 månader efter ett beslut ska de systemansvariga som är berörda av elområdesöversynen lämna in ett förslag till berörda medlemsstater eller deras utsedda behöriga myndighet om huruvida de ska ändra eller bibehålla nuvarande elområdesindelningar. Berörda medlemsstater ska nå ett enhetligt beslut inom sex månader. ENTSO-E ska också vart tredje år rapportera om de strukturella överbelastningar och andra större fysiska överbelastningar som finns mellan och inom elområden.

För att skapa förutsättningar för en gemensam europeisk elmarknad får inte systemansvariga begränsa den mängd sammanlänkningskapacitet som ska finnas tillgänglig för marknadens aktörer för att hantera överbelastningar. Minst 70 procent av kapaciteten ska göras tillgänglig till marknaden samtidigt som driftsäkerhetsgränserna respekteras (70-procentsregeln). Det är möjligt att få ett undantag från kravet från berörd tillsynsmyndighet, men enbart fram till 31 december 2025. Från 1 januari 2026 behöver samtliga systemansvariga tilldela 70 procent sammanlänkningskapacitet för samtliga timmar. Om ett undantag beviljas ska berörd systemansvarig utarbeta och offentliggöra en metod som ska innehålla en långsiktig lösning på det problem som finns och som utgör skälet till undantaget.

När överbelastningar uppstår i nätet ska dessa åtgärdas genom marknadsbaserade lösningar. Åtgärder som begränsar handeln mellan medlemsstaterna får enbart användas i nödfall.

De krav i förordningen som kräver ett externt godkännande listas i tabell 6.

**Tabell 6.** Externa godkännanden eller rapporteringar.

Artikel	Krav	Status	Statuskod
14	Fastställer processen för elområdesöversyn.	Den 24 november 2020 godkände ACER den metod som ska användas vid elområdesöversyn. ACER kunde inte fatta beslut om alternativa elområdesindelningar utan beslutade istället att de systemansvariga ska inkomma med ytterligare underlag (nodprissimuleringar) inför detta beslut. Beslut om de alternativa elområdesindelningarna förväntas under kvartal 2 2022 efter att systemansvariga lämnat in resultatet av nodprissimuleringarna.	Pågående
16.9	Systemansvariga får inte begränsa den mängd sammanlänkningskapacitet som ska göras tillgänglig för marknadsaktörer för att lösa överbelastningar i sitt eget elområde eller som ett sätt att hantera flöden som är en följd av interna transaktioner inom elområde, om inte systemansvariga har beviljats undantag från kravet.	Den 17 december 2020 beviljade Ei Svenska kraftnät ett undantag från 70-procentregeln. Undantaget gäller endast vid tillfällen då Svenska kraftnät bedömer att begränsning av den tillgängliggjorda kapaciteten är nödvändig för att upprätthålla driftsäkerheten. Undantaget gäller för år 2021. Svenska kraftnät har lämnat in en ny undantagsansökan till Ei för 2022. Något beslut har ännu inte fattats av Ei.	Pågående
19.4	De systemansvariga ska lämna in ett förslag till metod som anger hur intäkterna från överbelastning ska få användas utifrån de bestämmelser som finns i artikeln.	ACER godkände metoden den 23 december 2020 och implementeringen är avslutad.	Avslutad

*Implementeringen av översyn av elområden:* Elområdesöversynen regleras både i elmarknadsförordningen och i CACM. Den 5 oktober 2019 lämnade alla systemansvariga in ett förslag till metod för översyn av elområden samt förslag till alternativa elområdesindelningar till berörda tillsynsmyndigheter, för godkännande i enlighet med kravet i elmarknadsförordningen. Eftersom tillsynsmyndigheterna inte kunde nå ett enhälligt beslut om förslagen överlämnades de i juli 2020 till ACER för godkännande.

Den 24 november 2020 godkände ACER metoden. I samband med detta beslutade även ACER att de systemansvariga ska inkomma med ytterligare underlag i form av resultat av nodprissimuleringar. Den här informationen

skulle ha lämnats i tre omgångar med slutleverans den 31 oktober 2021. Nodprissimuleringarnas resultat ska användas av ACER som underlag för deras beslut om vilka alternativa elområdesindelningar som ska utvärderas i enlighet med den beslutade metoden. ACER har därmed kvar att fatta beslut om de alternativa elområdesindelningarna.

Svenska kraftnät har deltagit i arbetet med att ta fram metod och förslag till alternativa elområdesindelningar för Sverige och det nordiska synkronområdet. Under 2021 och början av 2022 har Svenska kraftnät arbetat med ytterligare analysunderlag som ACER efterfrågat. Svenska kraftnät har tillsammans med övriga systemansvariga informerat ACER om att simuleringarna är något försenade och att resultat kan överlämnas tidigast i början av 2022. Förseningen beror på att beräkningarna som görs är komplexa. ACER:s förväntas fatta beslut om de alternativa elområdesindelningarna under andra kvartalet 2022. Ett slutgiltigt beslut om eventuella ändringar av svenska elområden fattas av regeringen, troligen under 2023.

Svenska kraftnät har ansett det problematiskt att lämna ut de uppgifter som ACER efterfrågar på grund av offentlighets- och sekretesslagen (2009:400) (OSL). Övriga systemansvariga inom unionen har överlämnat den information som ACER har efterfrågat.

*Implementeringen av den tekniska rapport som ENTSO-E ska ta fram:*  
ENTSO-E ska vart tredje år rapportera om de strukturella överbelastningar och andra större fysiska överbelastningar som finns mellan och inom elområden. Detta krav återfinns även i CACM.

För att ENTSO-E ska kunna publicera den tekniska rapporten ska varje systemansvarig inom rimlig tid lämna data och analysresultat till ENTSO-E. Svenska kraftnät har inte haft möjlighet att lämna all nödvändig information till ENTSO-E, vilket innebär att rapporteringen inte varit heltäckande för Sverige, varken avseende de delar som nämns i CACM eller i elmarknadsförordningen. Detta beror framförallt på avsaknad av verktyg och stödsystem för att kunna genomföra nödvändiga analyser internt på Svenska kraftnät.

Utöver detta finns oklarheter avseende utlämning av sekretessbelagd information till ENTSO-E, där flera frågor fortfarande kvarstår att utreda. I och med implementeringen av den flödesbaserade kapacitetsberäkningen i Norden under 2023 kommer Svenska kraftnät få bättre verktyg på plats för att praktiskt kunna hantera rapporteringen.

*Implementeringen av 70-procentregeln:* I december 2020 beviljade Ei Svenska kraftnät ett undantag från 70-procentregeln. Undantaget omfattar fem sammanlänkningar mellan elområdena:

- > Sverige 3 – Danmark 1 (Jylland)

- > Sverige 4 – Danmark 2 (Själland)
- > Sverige 4 – Tyskland
- > Sverige 4 – Polen
- > Sverige 4 – Litauen

I ansökan till Ei beskrivs svårigheterna med att uppfylla kravet för alla drifttimmar och då särskilt för västkustsnittet. En av orsakerna är att det inte finns tillräckligt med tillgängliga resurser för avhjälpande åtgärder vid vissa driftfall, för att 70 procent av nätets överföringskapacitet ska kunna tilldelas under samtliga drifttimmar med bibehållen driftsäkerhet.

I mars 2021 publicerade Svenska kraftnät en metod som beskriver vad Svenska kraftnät avser göra på kort och lång sikt för att minimera behovet av undantaget.<sup>8</sup> Metoden innehåller genomförande av specifika nätinvesteringar samt utveckling av verktyg för att hantera motköp och omdirigering i kapacitetsberäkningen. Under 2021 har bland annat verktyg för att analysera uppfyllandet av 70-procentregeln för den nya flödessituationen med öst-västliga flöden utvecklats, samtidigt som Svenska kraftnät har ökat den upphandlade kapaciteten för uppreglering från mFRR i elområdena 3 och 4.

Svenska kraftnät har under 2021 haft överläggningar med Ei angående hur utvärderingen av 70-procentsregeln ska göras och har i stort hittat samsyn i en tolkning som utgår ifrån ACER:s rekommendation 01/2019.<sup>9</sup> En återstående fråga gäller kopplingen till den flödesbaserade kapacitetsberäkningsmetoden. Svenska kraftnät menar att en fullständig och helt korrekt utvärdering inte kan göras fullt ut innan den flödesbaserade kapacitetsberäkningsmetoden är implementerad, vilket förväntas ske 2023 (se avsnittet i CACM om kapacitetsberäkning).

Under sommaren 2021 beslutade Ei att inleda tillsyn gällande Svenska kraftnäts efterlevnad av 70-procentregeln, till följd av minskade handelskapaciteter under året. De lägre kapaciteterna beror på att flödena genom Sverige har förändrats från det historiska nord-sydliga flödet till en ökad tonvikt i öst-västlig riktning, vilket inneburit behov av att anpassa kapaciteterna för att bibehålla driftsäkerheten. Tillsynen kommer att pågå fram till slutet av 2022. Den innebär att Svenska kraftnät rapporterar data över hur stor andel av de driftsäkra kapaciteterna för begränsande ledningselement som

---

<sup>8</sup> [godkand-metod-for-att-minska-behovet-av-undantag\\_sv.pdf \(svk.se\)](#)

<sup>9</sup> RECOMMENDATION No 01/2019 OF THE EUROPEAN UNION AGENCY FOR THE COOPERATION OF ENERGY REGULATORS of 08 August 2019 on the implementation of the minimum margin available for cross-zonal trade pursuant to Article 16(8) of Regulation (EU) 2019/943

lämnats för handel över respektive elområdesgräns tas i anspråk för interna flöden för varje timme. Uppföljningen som gjordes för 2021 och som utgår från den gemensamma tolkning som Ei och Svenska kraftnät diskuterat, visar att Svenska kraftnät tillgängliggjorde minst 70 procent av den driftsäkra kapaciteten under 99,2 procent av drifttimmarna.

Svenska kraftnät har lämnat in en ny ansökan om undantag från 70-procentsregeln för år 2022, vilken innefattar samtliga elområdesgränser från tidigare ansökningar för 2020 och 2021, elområdesgränsen mellan Sverige 3 och Finland samt den interna elområdesgränsen mellan elområde 3 och 4. Ansökan omfattar öst-västliga flöden genom Sverige 3 samt norrgående västkustflöden. För öst-västliga flöden omfattas enbart perioder då större underhållsåtgärder i nätet genomförs eller när reaktorerna Forsmark 3, Ringhals 3 och 4 respektive Oskarshamn 3 genomgår revision. Detta för att det enbart är vid dessa situationer som flödena genom det svenska nätet i elområde 3 riskerar att överlasta enskilda nätelement.

Samtidigt saknas tillräckliga verktyg och resurser för motköp eller omdirigering, vilket innebär att anpassning av kapaciteter blir den åtgärd som återstår för att säkra driftsäkerheten. Sammantaget finns i dessa driftsituationer en förhöjd risk att 70-procent av den driftsäkra kapaciteten i varje enskilt kritiskt nätelement inte kommer kunna tillgängliggöras för handel över elområdesgräns, därav behovet av undantaget.

*ACER:s uppföljning av 70-procentregeln:* I december 2019 informerade ACER ENTSO-E och systemansvariga att de avsåg påbörja en uppföljning av 70-procentregeln. Uppföljningen görs utifrån att ACER, i enlighet med artikel 15.1 i förordning (EU) 2019/942 om inrättande av Europeiska unionens byrå för samarbete mellan energitillsynsmyndigheter har (ACER-förordningen), har i uppdrag att följa utvecklingen på elmarknaden och ska baseras på den gemensamma tolkning av 70-procentregeln som tillsynsmyndigheterna inom EU kommit överens om<sup>10</sup>. För att kunna utföra uppgiften behöver ACER få tillgång till data från systemansvariga.

Svenska kraftnät levererade under 2020 en delmängd av det som ACER efterfrågade. Orsaken till att all data inte delgavs berodde dels på avsaknad av interna verktyg och processer för att ta fram data samt på osäkerheter kring möjligheter att dela sekretessbelagd information med ACER.

ACER fattade under våren 2021 ett riktat beslut mot de nordiska systemansvariga Energinet, Fingrid och Svenska kraftnät om utlämning av

---

<sup>10</sup> Recommendation No 01/2019 of the European union Agency for the cooperation of energy regulators of 08 August 2019 on the implementation of the minimum margin available for cross-zonal trade pursuant to Article 16(8) of Regulation (EU) 2019/943

ytterligare data för att möjliggöra en mer korrekt uppföljning för AC förbindelserna mot Danmark respektive Finland avseende år 2020. Under sommaren 2021 fattade Svenska kraftnät ett beslut att i enighet med ACER:s begäran lämna ut efterfrågad data. På grund av fortsatt avsaknad av interna verktyg behövde arbetet med att fram data göras manuellt, vilket innebar behov av förenklingar samt att den mängd data som kunde delges var begränsad. Sammantaget medför detta att de delar i ACER:s uppföljning för 2020 som berör Svensk kraftnät innehåller stora osäkerheter. När den flödesbaserade kapacitetsberäkningsmetoden är på plats kommer Svenska kraftnät lättare kunna ta fram efterfrågad data.

ACER har aviserat att data för att följa upp 70-procentregeln kommer efterfrågas årligen åtminstone fram till 2025. Gällande uppföljningen för år 2021 har ACER meddelat att Svenska kraftnät behöver kunna delge data som även omfattar interna elområdesgränser. Svenska kraftnät har ännu inte tagit ställning till hur ACER:s begäran ska hanteras.

### **Resurstillräcklighet**

Resurstillräcklighet är en bedömning av elsystemets sammantagna förmåga att med produktion och import täcka det förväntade behovet av el på unions-, medlemsstats- och elområdesnivå. Analyserna görs på fem till tio års sikt. Det är medlemsstaternas ansvar att övervaka resurstillräckligheten. Övervakningen ska ske utifrån den europeiska resurstillräcklighetsbedömning som ENTSO-E ska genomföra en gång per år. Resurstillräcklighetsbedömningen ska genomföras utifrån den metod som ENTSO-E ska ta fram och som ska godkännas av ACER.

Varje medlemsstat har därtill möjlighet att utföra en nationell bedömning av resurstillräckligheten. Den nationella bedömningen ska ha ett regionalt tillämpningsområde och genomföras utifrån samma metod som den europeiska. Skulle den nationella bedömningen avvika från den europeiska ska skälen till skillnaden mellan de två bedömningarna, inklusive de närmare uppgifter som använts och bakomliggande antaganden, finnas med i bedömningen. Den nationella bedömningen ska offentliggöras och lämnas in till ACER, som ska analysera medlemsstatens bedömning och lämna ett yttrande kring avvikelserna. Medlemsstaten ska ta vederbörlig hänsyn till ACER:s synpunkter. Om detta inte görs fullt ut ska det särskilt motiveras i en rapport som ska offentliggöras.

Om resurstillräcklighetsproblem skulle konstateras ska medlemsstaten ta fram en genomförandeplan för att förbättra elmarknadens funktion. Genomförandeplanen ska lämnas in till kommissionen. Skulle resurstillräcklighetsproblemet kvarstå trots att medlemsstaten inför åtgärderna i planen får medlemsstaterna, under vissa omständigheter och under en begränsad tid, införa en kapacitetsmekanism. En sådan mekanism måste



godkännas av kommissionen. För att få ha en kapacitetsmekanism måste medlemsstaten även ha en tillförlitlighetsnorm.

I Sverige är effektreserven en kapacitetsmekanism. Effektreserven kommer finnas kvar fram till mars år 2025, då de nuvarande avtalen löper ut.

*Implementeringen av resurstillräcklighetskraven:* Svenska kraftnät har fått i uppdrag att övervaka resurstillräckligheten i Sverige, genom ett tillägg i förordning (2007:1119) med instruktion för Affärsverket svenska kraftnät.

Den 2 oktober 2020 godkände ACER ENTSO-E:s metod för att bedöma den europeiska resurstillräckligheten (the Methodology for the European Resource Adequacy Assessment – ERAA-metoden). Svenska kraftnät bidrar regelbundet med underlag till analysen. Implementeringen av ERAA-metoden för den europeiska analysen är komplex och tidskrävande och bedöms vara helt implementerad år 2025.

I november 2021 presenterade ENTSO-E resultatet av den första europeiska resurstillräcklighetsbedömningen utförd med ERAA-metoden.<sup>11</sup> Analysen visar att genomsnittlig effektbrist per år för Sverige är lägre än 0,99 timmar, vilket är den tillförlitlighetsnorm som Ei föreslagit.<sup>12</sup> Detta innebär att Sverige inte har resurstillräcklighetsproblem i enlighet med denna analys. Bedömningen har gjorts utifrån det europeiska elsystemets resurstillräcklighet på tio års sikt. Den har utförts med en sannolikhetsbaserad analys, vars syfte är bedöma systemets möjlighet att tillgodose efterfrågan av effekt med hänsyn tagen till möjliga händelser.

Svenska kraftnät tar fram två marknadsanalyser, en kortsiktig (kommande fem år) varje år och en långsiktig (20-30 år framåt) vartannat år.

Marknadsanalyserna görs med en liknande metod som ERAA, men den följer inte alla tekniska krav som är fastställda i ERAA. Resultaten av Svenska kraftnäts analysresultat skiljer sig inte nämnvärt från resultaten för Sverige i den europeiska resurstillräcklighetsbedömningen. Svenska kraftnät har därför beslutat att i år inte genomföra en resurstillräcklighetsbedömning utifrån ERAA-metoden.

Enligt elmarknadsförordningen ska en genomförandeplan tas fram om resurstillräcklighetsproblem skulle konstateras. I december 2019 fick Ei i uppdrag av regeringen att ta fram ett förslag på genomförandeplan, ett uppdrag som gavs innan den europeiska resurstillräcklighetsbedömningen var klar och därmed utan att resurstillräcklighetsproblem konstaterats för Sverige.

---

<sup>11</sup> [ERAA Downloads | ERAA 2021 by ENTSO-E \(entsoe.eu\)](#)

<sup>12</sup> [Tillförlitlighetsnormen motsvarar det antal timmar per år som effektbrist är samhällsekonomiskt motiverat.](#)

Genomförandeplanen lämnades till regeringen i slutet av 2020, som sedan remitterade planen under hösten 2021. Den 4 november 2021 lämnade Svenska kraftnät in sitt remissvar på genomförandeplanen.<sup>13</sup>

### **Regionalt samordningscentrum**

Samordning mellan systemansvariga på regional nivå har redan formaliserats genom ett obligatoriskt deltagande i den regionala säkerhetssamordnaren som etablerats utifrån SO. För att stärka samt utveckla samarbetet ytterligare ska regionala samordningscentrum inrättas. Dessa ska ersätta de regionala säkerhetssamordnarna.

Regionala samordningscentrum ska finnas i varje systemdriftsregion. Inom varje region är det de systemansvarigas ansvar att utarbeta ett förslag till inrättandet av regionala samordningscentrum. Förslaget ska lämnas till den berörda tillsynsmyndigheten inom regionen. Det ska bland annat innehålla

- > I vilken medlemsstat det regionala samordningscentrumet ska etableras
- > organisatoriska och ekonomiska arrangemang
- > driftlösningar som är nödvändiga för att garantera en effektiv, säker och tillförlitlig drift
- > en genomförandeplan för verksamhetsstarten
- > stadgar
- > arbetsordning.

De systemansvariga inom regionen ska säkerställa att det regionala samordningscentrumet har ekonomiska och tekniska förutsättningar för att kunna genomföra sina arbetsuppgifter.

Genom att utföra uppgifter av regional betydelse ska det regionala samordningscentrumet komplettera den roll som de systemansvariga har. Ansvaret för förvaltningen av elflödena och upprätthållandet av ett säkert, tillförlitligt och effektivt elsystem kvarstår hos de systemansvariga i regionen. Det regionala samordningscentrumet har 16 uppgifter, bland annat

- > samordnad kapacitetsberäkning
- > samordnad driftsäkerhetsanalys
- > skapa gemensamma nätmodeller

---

<sup>13</sup> [infrastrukturdepartementets-remiss-i2021\\_00006-ei-r2020\\_09.pdf \(svk.se\)](#)

- > genomföra regional samordning av avbrottsplanering
- > utföra regional dimensionering av reservkapacitet.

Det regionala samordningscentrumet ska fortlöpande övervaka genomförandet av sina arbetsuppgifter och årligen lämna in en rapport om resultaten av denna övervakning till ACER, ENTSO-E och tillsynsmyndigheterna inom regionen. Vid genomförandet av sina utpekade uppgifter ska det regionala samordningscentrumet agera oberoende av enskilda nationella intressen och av intressen hos de systemansvariga.

De krav i förordningen som kräver ett externt godkännande listas i tabell 7.

**Tabell 7.** Externa godkännanden eller rapporteringar.

Artikel	Krav	Status	Statuskod
35.1	Alla systemansvariga inom en systemdriftregion ska lämna in ett förslag till inrättandet av regionalt samordningscentrum till berörda tillsynsmyndigheter.	Den 8 juni 2020 godkände Ei Svenska kraftnäts förslag till inrättande av ett regionalt samordningscentrum för den nordiska systemdriftregionen. Implementering pågår.	Pågående

*Implementeringen av nordiskt samordningscentrum:* Det regionala samordningscentrumet för den nordiska systemdriftregionen kommer att etableras i Danmark, med huvudkontor i Köpenhamn. Samordningscentrumet ska vara i drift senast den 1 juli 2022. Det regionala samordningscentrumet ersätter den nordiska regionala säkerhetssamordnaren<sup>14</sup> som har varit i drift sedan 2017.

Ett bolag kommer att etableras i början av år 2022. Personalen som idag arbetar för den regionala säkerhetssamordnaren kommer att få ett erbjudande om att övergå till det nya bolaget. En styrelse bestående av representanter från de fyra nordiska systemansvariga är fastställd och en CEO är rekryterad.

Energinet, Fingrid, Statnett och Svenska kraftnät kommer gemensamt och till lika delar äga bolaget. Kraftnät Åland ska genom avtal delta med begränsade rättigheter. Eftersom elmarknadsförordningen ännu inte har antagits och genomförts i Norge deltar Statnett i bolaget på frivillig basis genom avtalsmässiga arrangemang. För det fall Norge inte beslutar om att anta elmarknadsförordningen finns i skrivande stund en viss kvarvarande osäkerhet om Statnett kommer att ha formella möjligheter att långsiktigt vara delägare. I

<sup>14</sup> Nordic Regional Security Coordinator (nordic-rsc.net)

ett sådant fall ska den ekonomiska risken fördelas så att Statnett likväl bär den risk som skulle ha påverkat dem i situationen med lika ägande.

Bolagets ägare har skrivit på aktieägaravtalet som ingick etableringsförslaget som berörda tillsynsmyndigheter har godkänt.

I regleringsbrevet som avser år 2022 har Svenska kraftnät beviljats tillåtelse att bilda bolag och tillskjuta kapital motsvarande 250 mnkr.<sup>15</sup> Bolaget kommer att få kapital i form av kontanta medel för rörelsekapital samt IT-lösningar som tidigare bekostats inom ramen för den regionala säkerhetssamordnaren. När bolaget är i drift kommer de fyra delägarna att betala en serviceavgift som ska täcka kostnader som samordnaren har för drift och avskrivningar. Uppskattningsvis kommer serviceavgiften att uppgå till cirka 15 mnkr per kvartal.

### **Samarbete mellan systemansvariga för överföringssystem och distributionssystem**

Systemansvariga och systemansvariga för distributionssystem ska samarbeta med varandra vid planering och drift av sina nät, för att uppnå en samordnad tillgång till resurser.

*Implementeringen av ett systemforum:* Som ett led i att öka samarbetet mellan Svenska kraftnät och de systemansvariga för distributionssystem har Svenska kraftnät under sommaren 2021 startat Systemforum, vilket ska utgöra en plattform för samarbetet. I Systemforum finns förutom Svenska kraftnät representanter från nätföretagen Ellevio, E.ON, Jämtkraft Elnät, Skellefteå Kraft, Vattenfall Eldistribution samt branschorganisationen Energiföretagen Sverige. Under 2021 har fyra möten hållits, med målsättning att identifiera områden där samarbete behöver utvecklas.

---

<sup>15</sup> [Regleringsbrev 2022 Myndighet Affärsverket svenska kraftnät - Ekonomistyrningsverket \(esv.se\)](#)

## 3.2 Riskberedskapsförordningen

Enligt Svenska kraftnäts samlade bedömning är implementeringen avslutad eller pågående för merparten av de krav som ställs i riskberedskapsförordningen. Implementeringen av den fastställda metoden för att göra bedömningar av tillräcklighet på kort sikt och säsongstillräcklighet är dock försenad. Svenska kraftnät har påbörjat arbetet med att se över hur metoden kan implementeras. Status för de områden som bedömts i riskberedskapsförordningen visas i tabell 8.

**Tabell 8.** Status för riskberedskapsförordningen\*

Område	Avslutad	Pågående	Försenad	Ej påbörjad
Riskbedömning	X	-	X	-
Riskberedskapsplan	-	X	-	-
Hantering av elkriser	-	X	-	-

\* Kryss i flera rutor innebär att implementeringen har kommit olika långt för kraven området omfattar

Syftet med förordningen är att fastställa regler för samarbetet mellan medlemsstater, för att förebygga, förbereda och hantera elkriser solidariskt och med öppenhet, med hänsyn tagen till den inre marknaden för el.

Förordningen anger hur elkriser ska förebyggas och hanteras på ett harmoniserat sätt inom EU. Även i kris ska el levereras där den behövs mest och marknadslösningar prioriteras så att marknaderna fungerar så länge som möjligt.

I Sverige är Energimyndigheten utsedd till behörig myndighet och har därmed flera olika åtaganden enligt förordningen. Även Svenska kraftnät har flera åtaganden enligt förordningen och har fått tillägg i sin instruktion att bistå Energimyndigheten i arbetet vad gäller att fastställa nationella elkrisscenarier, upprätta riskberedskapsplaner, ge underlag för tidig varning och tillkännagivande av elkris samt att utvärdera elkriser i efterhand.<sup>16</sup>

Svenska kraftnäts efterlevnad av riskberedskapsförordningen beskrivs utifrån följande områden:

- > Riskbedömning
- > Riskberedskapsplan

<sup>16</sup> Förordning (2007:1119) med instruktion för Affärsverket svenska kraftnät

> Hantering av elkriser

### Riskbedömning

Energimyndigheten ska bedöma alla risker som rör trygg elförsörjning, i enlighet med de regler som finns i riskberedskapsförordningen och i avsnittet om resurstillräcklighet i elmarknadsförordningen.

ENTSO-E ska fastställa de mest relevanta regionala elkrisscenerierna för varje region, dvs. för varje grupp av medlemsstater vars systemansvariga delar samma regionala samordningscentrum. Utifrån de regionala elkrisscenerierna ska den behöriga myndigheten fastställa de mest relevanta elkrisscenerierna på nationell nivå. Fastställandet av de nationella elkrisscenerierna inbegriper samråd med såväl den berörda systemansvariga samt andra aktörer i branschen. Exempel på elkrisscenerier är elkriser, dvs. situationer då det är betydande elbrist eller inte går att försörja kunder med el, orsakade av extrema väderhändelser, skogsbrand, cyberattacker eller en kombination av flera händelser. Fastställda elkrisscenerier utgör sedan grunden för riskberedskapsplanen.

ENTSO-E ska ta fram ett förslag på metod för bedömning av säsongstillräckligheten och tillräckligheten på kort sikt, som ska vara sannolikhetsbaserad. Metoden ska användas för alla bedömningar av tillräcklighet på kort sikt oavsett om de görs på nationell, regional eller unionsnivå. ENTSO-E ska två gånger per år, inför vintern och inför sommaren, offentliggöra resultaten av analysen. Kraven att utföra analysen på nationell nivå finns i SO, där det fastställs att systemansvarig ska utföra analysen om säsongstillräcklighet två gånger per år.

De krav i förordningen som kräver ett externt godkännande listas i tabell 9.

**Tabell 9.** Externa godkännanden eller rapporteringar.

Artikel	Krav	Status	Statuskod
5	Senast den 5 januari 2020 ska ENTSO-E överlämna förslag till metod för fastställande av regionala elkrisscenerierna.	Den 6 mars 2020 godkände ACER metoden för hur regionala elkrisscenerier ska fastställas. Svk har bidragit i arbetet med regionala elkrisscenerier.	Avslutad
8	Senast den 5 januari 2020 ska ENTSO-E överlämna förslag till metod för bedömningar av tillräcklighet på kort sikt och av säsongstillräcklighet.	Den 6 mars 2020 godkände ACER metoden som ska användas för bedömningar av tillräcklighet på kort sikt och av säsongstillräcklighet. Svk har påbörjat arbetet med att se över hur metoden kan implementeras.	Försenad

*Implementering av elkrisscenerierna:* Den 6 mars 2020 godkände ACER den metod som ska användas för att fastställa de regionala elkrisscenerierna. I september 2020 fastställde ENTSO-E de regionala elkrisscenerierna och i januari 2021 fastställde Energimyndigheten de svenska nationella elkrisscenerierna i enlighet med implementeringsplanen.

*Implementering för genomförande av bedömning om säsongstillräcklighet:* Den 6 mars 2020 godkände ACER metoden Short Term and Seasonal Adequacy Assessment (STSAA). Svenska kraftnät bidrar med data till bedömningen om den europeiska säsongstillräckligheten. Den 1 december 2021 publicerade ENTSO-E analysen för vintern 2021/22.<sup>17</sup> Analysen ligger bland annat till grund för bedömningen om det föreligger risk för elkris i en medlemsstat.

Svenska kraftnät har ett löpande uppdrag från regeringen att varje år ta fram den så kallade Kraftbalansrapporten. Den ska levereras på våren och innehålla en utvärdering av den gångna vintern samt en bedömning av effekttillräckligheten inför kommande vinter. Uppdraget har de senaste två åren kompletterats med att inkludera även en bedömning av den kommande sommaren. I Kraftbalansrapporten har effekttillräckligheten tidigare bedömts enbart genom att använd en statisk metod. Från 2020 kompletteras analysen med en sannolikhetsbaserad analys, som dock inte uppfyller alla tekniska krav som ställs i STSAA. Därtill utförs inte bedömningen av säsongstillräcklighet två gånger per år, vilket är ett krav i SO. Svenska kraftnät har påbörjat arbetet med att se över hur metoden kan implementeras.

### **Riskberedningsplan**

Energimyndigheten ansvarar för att ta fram en riskberedningsplan och Svenska kraftnät ska bidra i det arbetet. Planen innehåller

- > en beskrivning av de nationella elkrisscenerierna
- > den behöriga myndighetens roll och ansvar
- > förfarande vid elkris
- > krissamordnarens roll
- > åtgärder vid elkris.

---

<sup>17</sup> <https://eepublicdownloads.entsoe.eu/clean-documents/sdc-documents/seasonal/WOR2021/WOR-2021-Report.pdf>

Kristester ska genomföras vartannat år och riskberedskapsplanen ska uppdateras åtminstone vart fjärde år.

Planen ska samrådas med andra relevanta myndigheter samt med branschen. Planen ska också skickas för synpunkter till övriga systemansvariga i Norden och i de länder som Svenska kraftnät är sammanlänkande med.

*Implementering av riskberedskapsplanen:* Riskberedskapsplanen beslutades och publicerades den 15 december 2021 på Energimyndighetens webbplats och en engelsk version är sänd till kommissionen. Kommissionen kommer granska planen till den 5 maj 2022 och återkomma med eventuella synpunkter.<sup>18</sup>

### **Hantering av elkriser**

Om en bedömning av säsongstillräcklighet, eller någon annan tillförlitlig information, visar att en elkris kan inträffa i en medlemsstat, ska den behöriga myndigheten ge en så kallad tidig varning till kommissionen, till behöriga myndigheter inom samma region och till direkt anslutna länder. Det är Svenska kraftnät som övervakar säsongstillräckligheten och har en dialog med Energimyndigheten om resultatet av bedömningen. Den 1 december publicerade ENTSO-E sin analys för vintern 2021/22. Analysen visade inte någon risk för elkris för Sverige den kommande säsongen.<sup>19</sup>

Om Sverige står inför en elkris ska Energimyndigheten tillkännage det, efter samråd med Svenska kraftnät. Energimyndigheten ska utan onödigt dröjsmål informera behöriga myndigheter inom samma region, länder som Sverige är direkt anslutna till samt till kommissionen.

*Implementering av hantering av elkriser:* Svenska kraftnäts implementering av hur elkriser ska hanteras pågår. Det som återstår är att upprätta interna rutiner för att övervaka säsongstillräckligheten samt delge Energimyndigheten bedömningen om säsongstillräcklighet och om risk för elkris föreligger. Detta bedöms komma helt på plats under 2022. Svenska kraftnät har under 2021 upprättat ett internt dokument som stöd i händelse av allvarliga händelser. I dokumentet ingår att informera Energimyndigheten i händelse av omfattande störningar, eller risk för sådana, i överföringssystemet.

---

<sup>18</sup> [Riskberedskap inom elsektorn \(energimyndigheten.se\)](https://www.energimyndigheten.se/om-energimyndigheten/om-energimyndigheten/om-energimyndigheten/riskberedskap-inom-elsektorn)

<sup>19</sup> <https://eepublicdownloads.entsoe.eu/clean-documents/sdc-documents/seasonal/WOR2021/WOR-2021-Report.pdf>



## 3.3 Kommissionsförordningar

Mellan åren 2015 och 2021 har åtta stycken kommissionsförordningar antagits, varav tre handlar om anslutning (RfG, DCC och HVDC), tre om marknaden (FCA, CACM och EB) och två om drift (SO och ER).<sup>20</sup>

Några av förordningarna innehåller krav på att systemansvariga enskilt eller tillsammans, exempelvis regionalt, ska ta fram metoder och villkor som sedan ska godkännas av ACER eller berörda tillsynsmyndigheter.

De metoder och villkor som tas fram av samtliga systemansvariga inom unionen ska godkännas av ACER. Metoder och villkor som tas fram regionalt eller nationellt ska godkännas av berörd eller berörda tillsynsmyndigheter.

### 3.3.1 Anslutning

För att säkerställa driftsäkerheten och motverka att fel sprider sig i överföringssystemet behöver gemensamma tekniska krav ställas på den utrustning som ska anslutas till systemet. Eftersom hela det europeiska elsystemet är sammanlänkat och systemets olika delar påverkar varandra, behöver de gemensamma tekniska kraven gälla som en miniminivå medan mer detaljerade och utvecklade krav behöver tas fram nationellt.

Anslutningsförordningarna träffar olika typer av anslutningar, såsom olika produktions- eller förbrukningsanläggningar. De är uppbyggda så att de ställer olika krav på en anslutning beroende på dess storlek uttryckt i spänningsnivå och aktiv effekt.

Det finns nätföreskrifter för anslutning av kraftproducenter (RfG), förbrukare och distributionssystem (DCC) samt system för högspänd likström och likströmsanslutna kraftparksmoduler (HVDC). Till skillnad från riktlinjer är kraven i nätföreskrifter ofta detaljerade men kan, som i fallet med anslutningsförordningar, också behöva kompletteras med nationell lagstiftning.

Anslutningsförordningarna bygger på att systemansvariga ansvarar för överföringssystem och systemansvariga för distributionssystem ansvarar för distributionssystemen. Vidare förutsättningar för anslutningsförordningarna är att

- > storskaliga produktions- och förbrukningsanläggningar generellt ansluts till överföringssystemet

---

<sup>20</sup> Kommissionsförordningar kallas ibland nätkoder i talspråk, vilket kommer från engelskans network code.

- > distributionssystem som ansluts till överföringssystemet är förhållandevis tydligt avgränsade, så att de vid normal drift har en anslutningspunkt till överföringssystemet och har en relativt begränsad påverkan på driftsäkerheten i överföringssystemet.

När anslutningar sker på detta sätt ges systemansvariga goda möjligheter att utifrån anslutningsförförordningarna säkerställa driftsäkerheten i överföringssystemet. I många europeiska länder kompletteras även anslutningsförförordningarna med detaljerade nationella kravbilder och vägledningar, för att anslutningar ska ske så att driftsäkerhet och kostnadseffektivitet i hela systemet beaktas.

I de flesta europeiska länder är 110-130 kV-näten typiskt en del av överföringssystemet. Anslutning av storskalig produktion och förbrukning till 130 kV-näten, eller direkt till högre spänningsnivåer, ger därmed systemansvariga goda möjligheter att säkerställa driftsäkerheten i överföringssystemet.

Här skiljer sig Sverige från vad som är normen ur ett europeiskt perspektiv. Vid omregleringen under 1990-talet klassificerades 130 kV-näten i Sverige som en del av distributionssystemen och inte som en del av överföringssystemet. Detta medför att

- > storskaliga produktions- och förbrukningsanläggningar i Sverige generellt inte ansluts till överföringssystemet, utan till distributionssystemen
- > majoriteten av de distributionssystem som ansluts till överföringssystemet i Sverige är förhållandevis stora, drivs som maskade nät (vid normal drift har de minst två anslutningspunkter till överföringssystemet) och har förhållandevis stor påverkan på driftsäkerheten i överföringssystemet.

Detta resulterar i att Svenska kraftnäts möjligheter att säkerställa driftsäkerheten i överföringssystemet blir beroende av omfattande samordning med de systemansvariga för distributionssystem som ansluter storskaliga produktions- och förbrukningsanläggningar.

### 3.3.1.1 RfG – anslutning av produktionsmoduler

Enligt Svenska kraftnäts samlade bedömning uppfylls kraven och implementeringen av kommissionsförordningen för anslutning av produktionsmoduler (RfG) är avslutad. Status för de områden som bedömts i RfG visas i tabell 10.

**Tabell 10.** Status för RfG

Område	Avslutad	Pågående	Försenad	Ej påbörjad
Grundläggande förutsättningar	X	-	-	-
Kravställning	X	-	-	-
Överensstämmelseförfarande	X	-	-	-

RfG trädde i kraft den 17 maj 2016 och alla artiklar ska tillämpas från och med tre år efter det, dvs. innan den 17 maj 2019.

Syftet med förordningen är att säkerställa rättvisa konkurrensvillkor på den inre marknaden för el, säkerställa systemsäkerheten och integrationen av el från förnybara källor samt främja en unionsomfattande elhandel.

Förordningen anger kraven för anslutning av nya och i vissa fall befintliga kraftproduktionsmoduler. Harmoniserade krav för anslutning säkerställer att utrustningen som är ansluten till överförings- och distributionsnät har tillräcklig prestanda, robusthet för att klara störningar samt förmåga att hjälpa till att förhindra större avbrott eller underlätta återställning av systemet efter ett nätsammanbrott.

I RfG fastställs också skyldigheter för att säkerställa att systemansvariga utnyttjar förmågan hos kraftproduktionsanläggningarna på ett lämpligt, öppet och icke-diskriminerande sätt, för att skapa lika villkor i hela unionen.

Svenska kraftnäts efterlevnad av RfG beskrivs utifrån följande områden:

- > Grundläggande förutsättningar
- > Kravställning
- > Överensstämmelseförfarande

#### **Grundläggande förutsättningar**

Kraven i förordningen är tillämpbara för anslutning av nya kraftproduktionsmoduler och i vissa fall befintliga kraftproduktionsmoduler som moderniseras. Kraftproduktionsmodulerna kan delas in i synkrona kraftproduktionsmoduler, kraftparksmoduler och havsbaserade

kraftparksmoduler. I RfG delas kraftproduktionsmodulerna in i fyra olika typer: A, B, C och D. En kraftproduktionsmodul av typen A är minst, avseende spänning och maximal kontinuerlig effekt, och D är störst, se tabell 11.

**Tabell 11.** Indelning av kraftproduktionsmoduler.

Typ av kraftproduktionsmodul	Tröskelvärde för maximala kontinuerliga effekt	Tröskelvärde för spänning i anslutningspunkten
<b>A</b> t.ex. vindkraftsaggregat eller gasturbinsaggregat	≥ 0,8 kW	<100 kV
<b>B</b> t.ex. vattenkraftstation	≥ 1,5 MW	<110 kV
<b>C</b> t.ex. vattenkraftstation eller vindkraftgrupp	≥ 10 MW	<110 kV
<b>D</b> t.ex. vattenkraftstation eller vindkraftgrupp	≥ 30 MW	<110 kV
<b>D</b> t.ex. vattenkraftstation, vindkraftgrupp eller kärnkraftsaggregat		≥ 110 kV

Fastställandet av tröskelvärdena för de olika typerna är avgörande för hur resten av förordningen ska tillämpas. Tröskelvärden för kraftproduktionsmoduler av typ A är gemensamma för hela EU medan tröskelvärden för typ B, C och D ska fastställas nationellt, givet det maxvärde som anges i RfG.

De krav i förordningen som kräver ett externt godkännande listas i tabell 12.

**Tabell 12.** Externa godkännanden eller rapporteringar.

Artikel	Krav	Status	Statuskod
5.3 och 7.1	Maximala tröskelvärden för kraftproduktionsmoduler av typ B, C och D ska godkännas av tillsynsmyndigheten. Även generellt tillämpliga krav ska godkännas av tillsynsmyndigheten.	År 2018 fastställde Ei föreskrifter om fastställande av generellt tillämpliga krav för nätanslutning av generatorer (EIFS 2018:2)	Avslutad

*Implementering av tillämpliga krav:* Tröskelvärden för kraftproduktionsmoduler av typ B, C och D har fastställts i föreskriften EiFS 2018:2, som Ei tagit fram.

I föreskriften fastställs de maxvärden som RfG anger för kraftproduktionsmoduler av typen B, C och D. Vissa krav är platsspecifika och fastställs för respektive anslutning.

Eftersom befintliga kraftproduktionsmoduler inte omfattas av kraven i förordningen innebär det att få anläggningar idag omfattas av RfG. Förordningen blir först tillämplig på befintliga anläggningar, när en kraftproduktionsmodul av typ C eller D moderniseras i sådan omfattning att dess anslutningsavtal måste ses över, i enlighet med artikel 4.1.a i RfG.

I dessa fall ska tillsynsmyndigheten besluta vilka krav i RfG som ska tillämpas beroende på vad som moderniseras efter förslag från berörd systemansvarig. Detta förfarande har hittills inte fungerat, då Svenska kraftnät och Ei har olika åsikter om hur man ska hantera befintliga kraftproduktionsmoduler enligt artikel 4.1.a. Därmed har ett flertal ärenden hamnat i förvaltningsrätten, där båda parter nu väntar på ett utslag.

### **Kravställning**

Den tekniska kravställningen kan delas upp i allmänna krav och gäller för

- > kraftproduktionsmoduler av typerna A, B, C och D
- > krav för synkrona kraftproduktionsmoduler som gäller för typerna B, C och D
- > krav för kraftparksmoduler som gäller för B, C och D.

Kravställning för havsbaserade kraftparksmoduler (växelströmsanslutna kraftparksmoduler som är belägna till havs) fastställs också.

Det ställs krav på kraftproduktionsanläggningar inom områdena frekvensstabilitet, spänningsstabilitet, tålighetskrav, systemåterställningskrav samt generell systemförvaltning.

*Implementering av den tekniska kravställningen:* Svenska kraftnät arbetar kontinuerligt med att utveckla och förtydliga kravbilden i takt med att överföringssystemet utvecklas och nya utmaningar uppstår.<sup>21</sup> I RfG finns möjligheter att ställa krav på ytterligare förmågor, vilket inte görs idag. Behovet av dessa förmågor kommer att utredas och tillkommande

---

<sup>21</sup> Se utvecklade resonemang om systemutmaningarna i Svenska kraftnäts systemutvecklingsplan 2022-2031 [https://www.svk.se/siteassets/om-oss/rapporter/2021/svk\\_systemutvecklingsplan\\_2022-2031.pdf](https://www.svk.se/siteassets/om-oss/rapporter/2021/svk_systemutvecklingsplan_2022-2031.pdf)

kravställning kan komma att implementeras i framtiden. Det görs i så fall genom revidering av EIFS 2018:2. Svenska kraftnät kan då inkomma med en formell begäran om att föreskriften behöver revideras.

### **Överensstämmelseförfarandet**

Överensstämmelseförfarande är en process som beskrivs i RfG och som är till för att verifiera att kraftproduktionsmodulen uppfyller de tillämpbara kraven. En berörd systemansvarig ska neka anslutning av kraftproduktionsmoduler som inte uppfyller de tillämpbara kraven i RfG och EIFS 2018:2.

Överensstämmelseförfarandet är ett samarbete mellan anslutande part och berörd systemansvarig eller berörd systemansvarig för distributionssystem. Processen för kraftparksmoduler och synkrona kraftproduktionsmoduler är densamma men kravställningen för dessa skiljer sig åt, därför särredovisas dessa i rapporterna på webbplatsen<sup>22</sup>. Rapporterna är skrivna för anslutning av kraftparksmoduler av typ D, där Svenska kraftnät är berörd systemansvarig.

Processen för att verifiera att kraven uppfylls inför att anläggningen kan tas i drift utgår ifrån de krav och definitioner som används inom RfG. RfG beskriver de krav som ska uppfyllas av en kraftproduktionsmodul samt en metodik för verifiering av att de tekniska kraven är uppfyllda. Vid anslutning av kraftproduktionsmoduler är det ägaren av kraftproduktionsmodulen som är ansvarig för att verifiera att kraven uppfylls. Berörd systemansvarig bedömer hur kraven uppfylls och utfärdar driftsmeddelanden.

Processen för anslutning av en kraftproduktionsmodul av typ D innehåller tre olika driftsmeddelanden där det finns en verifieringsprocess för kraven till varje driftsmeddelande:

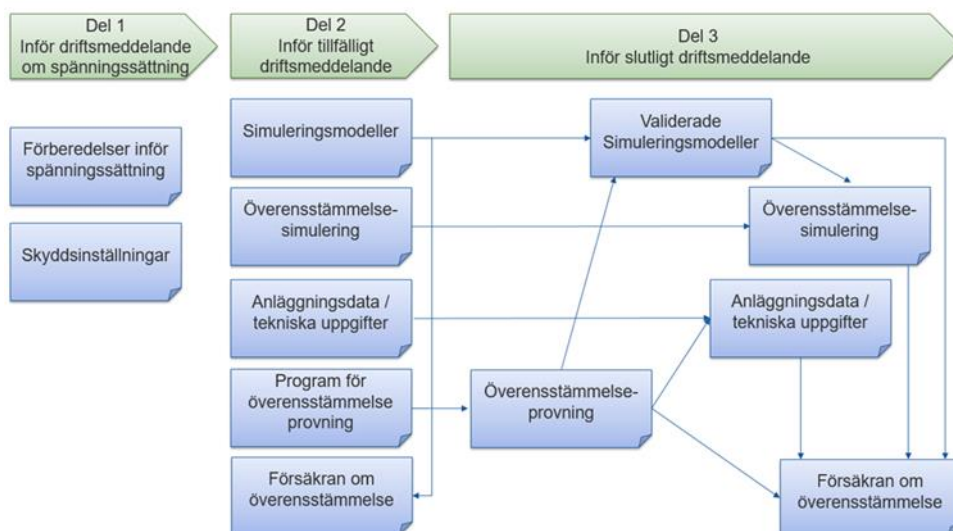
- > Driftsmeddelande om spänningssättning (EON, Energisation Operational Notification), tillåter spänningssättning av kraftproduktionsmodulens interna nät.
- > Tillfälligt driftsmeddelande (ION, Interim Operational Notification), tillåter drift och produktion av effekt under en begränsad tidsperiod och inledande provning för att säkerställa överensstämmelse med de relevanta specifikationerna och kraven.
- > Slutligt driftsmeddelande (FON, Final Operational Notification), tillåter tillsvidare drift av en kraftproduktionsmodul.

---

<sup>22</sup> <https://www.svk.se/om-kraftsystemet/legalt-ramverk/eu-lagstiftning-/kommissionsforordningar/natanslutning-av-generatorer-rfg/>

För att erhålla de olika driftsmeddelandena krävs en verifiering av överensstämmelse med kraven i RfG.

Figur 4 beskriver översiktligt processen och de olika moment som ingår.



Figur 4 Översiktlig bild över överensstämmelseförfarande.

*Implementering av överensstämmelseförfarandet:* Svenska kraftnät har tagit fram guider och detaljerade anvisningar för hur anslutande part, dvs. ägaren av kraftproduktionsmodulen, ska verifiera sin kravuppfyllnad vid anslutning till överföringssystemet. Dessa har offentliggjorts på Svenska kraftnäts webbplats.<sup>23</sup>

Under 2021 har Ei granskat hur Svenska kraftnät efterlever den bestämmelse som föreskriver att en systemansvarig ska offentliggöra en förteckning över information, dokument och de krav som ska uppfyllas av ägaren av kraftproduktionsanläggningen inom ramen för överensstämmelseförfarandet. Ei har bedömt att de uppgifter som Svenska kraftnät kommit in med är tillräckliga och därmed avslutat tillsynen.<sup>24</sup>

<sup>23</sup> Guide för anslutning av kraftproduktionsmodul till överföringssystemet, från anslutningsavtal till slutligt driftsmeddelande

<sup>24</sup> Ärende 202100-4284

### 3.3.1.2 DCC – anslutning av förbrukningsanläggningar

Enligt Svenska kraftnäts samlade bedömning är implementeringen av kraven som gäller de grundläggande förutsättningarna i kommissionsförordningen för anslutning av förbrukningsanläggningar (DCC) avslutad. Återstående krav håller på att implementeras men är försenade. Det som bland annat är försenat är överensstämelseförfarandet, vilket planeras att vara på plats vid utgången av år 2023. Status för de områden som bedömts i DCC visas i tabell 13.

**Tabell 13.** Status för DCC \*

Område	Avslutad	Pågående	Försenad	Ej påbörjad
Grundläggande förutsättningar	X	-	X	-
Kravställning	X	-	X	-
Överensstämelseförfarande	-	-	X	-

\* Kryss i flera rutor innebär att implementeringen har kommit olika långt för kraven området omfattar

DCC trädde i kraft den 7 september 2016 och ska, med enskilda undantag, tillämpas efter tre år efter offentliggörandet, dvs. från och med den 18 augusti 2019.

Syftet med förordningen är att säkerställa rättvisa konkurrensvillkor på den inre marknaden för el, säkerställa systemsäkerheten och integrationen av el från förnybara källor samt främja en unionsomfattande elhandel.

Svenska kraftnäts efterlevnad av DCC beskrivs utifrån följande områden:

- > Grundläggande förutsättningar.
- > Kravställning för förbrukningsanläggningar, distributionsanläggningar och distributionssystem.
- > Kravställning för förbrukningsenheter som används av en förbrukningsanläggning eller ett slutet distributionssystem för att tillhandahålla tjänster avseende efterfrågefleksibilitet till systemansvariga.
- > Överensstämelseförfarande för förbrukningsanläggningar, distributionsanläggningar och distributionssystem.
- > Överensstämelseförfarande för förbrukningsenheter som används av en förbrukningsanläggning eller ett slutet distributionssystem för att tillhandahålla tjänster avseende efterfrågefleksibilitet.

#### **Grundläggande förutsättningar**

Kraven i DCC ska tillämpas på följande anläggningar:



- > Nya förbrukningsanläggningar som är anslutna till överföringssystem.
- > Nya distributionsanläggningar som är anslutna till överföringssystem.
- > Nya distributionssystem, inklusive nya slutna distributionssystem.
- > Nya förbrukningsenheter som används av en förbrukningsanläggning eller ett slutet distributionssystem för att tillhandahålla tjänster avseende efterfrågefleksibilitet till berörda systemansvariga eller berörda systemansvariga för överföringssystem.

Tillämpningen av kravbilden i DCC är olika för de ovan nämnda typerna och specificeras i respektive artikel. Som ett exempel gäller allmänna krav beträffande frekvens för alla distributionssystem, medan allmänna krav beträffande spänning endast omfattar distributionssystem som ansluter till överföringssystemet.

Den berörda systemansvariga eller systemansvariga för överföringssystemet ska senast inom två år från ikraftträdandet av förordningen lämna in ett förslag på generellt tillämpliga krav till tillsynsmyndigheten för godkännande. DCC ger även medlemsstater möjlighet att fastställa kompletterande krav på området och platsspecifika krav som alltså gäller för specifika anslutningar.

Ett grundläggande krav är att systemansvarig inte ska tillåta anslutningar som inte uppfyller de fastställda kraven. Kontrollen om anläggningar uppfyller kraven görs i processen överensstämelseförfarandet och beskrivs mer i detalj i avsnittet om det området.

Det krav i förordningen som kräver ett externt godkännande listas i tabell 14.

**Tabell 14.** Externa godkännanden eller rapporteringar.

Artikel	Krav	Status	Statuskod
6.4	Systemansvariga ska inom två år från förordningens ikraftträdande lämna in ett förslag till generellt tillämpliga krav eller till metoder för att beräkna eller fastställa dessa krav, till tillsynsmyndigheten för godkännande.	Ei har fastställt föreskrifter om fastställande av generellt tillämpliga krav för anslutning av förbrukare (EiFS 2019:6)	Avslutad

*Implementering av tillämpliga krav:* De generellt tillämpliga kraven är godkända och finns fastslagna i EIFS 2019:6. Svenska kraftnät bedömer att kraven i stort uppfylls i denna del av förordningen.

Svenska kraftnät kan inte leva upp till det grundläggande kravet att inte tillåta anslutningar som inte uppfyller kraven i förordningen, eftersom överensstämmelseförfarandet inte är på plats. Anledningen till förseningen är att detta inte prioriterats inom Svenska kraftnät. Tidplanen för dessa åtgärder är att de ska ha kommit på plats senast vid utgången av år 2022.

### **Kravställning för förbrukningsanläggningar, distributionsanläggningar och distributionssystem**

Den tekniska kravställningen gäller huvudsakligen för förbrukningsanläggningar, distributionsanläggningar och distributionssystem som ansluter till överföringssystemet, förutom de allmänna kraven gällande frekvens som gäller alla distributionssystem.

Kravbilderna i DCC är inte lika detaljerade som den i RfG utan mycket handlar om att ge ett ramverk inom vilket den systemansvariga får specificera krav. Till exempel får den systemansvariga ställa krav gällande förmåga att utbyta reaktiv effekt, utbyte av information samt krav på skydd- och regleranordningar.

*Implementering av tekniska krav:* Svenska kraftnät specificerar mycket av kravbilderna i anslutningsavtal och Svenska kraftnäts tekniska riktlinjer (TR).<sup>25</sup> Vissa krav är platsspecifika och fastställs för respektive anslutning.

Svenska kraftnät arbetar kontinuerligt med att utveckla och förtydliga kravställningen på förbrukningsanläggningar, distributionsanläggningar och distributionssystem som ansluter till överföringssystemet.

Kraven i denna del är inte implementerade fullt ut och är därmed försenade. Det som återstår är att införa processer för fastställande av vissa platsspecifika krav. Tidplanen för dessa processer är att de ska ha kommit på plats senast vid utgången av år 2022.

### **Kravställning för förbrukningsenheter som används av en förbrukningsanläggning eller ett slutet distributionssystem för att tillhandahålla tjänster avseende efterfrågefleksibilitet**

Den tekniska kravställningen på förbrukningsenheter som används för att tillhandahålla tjänster avseende efterfrågefleksibilitet skiljer sig åt beroende på typ av tjänst. Tjänster för efterfrågefleksibilitet delas enligt DCC upp i

- > reglering av aktiv effekt
- > reglering av reaktiv effekt

---

<sup>25</sup> [Tekniska riktlinjer | Svenska kraftnät \(svk.se\)](https://www.svk.se/tekniska-riktlinjer)

- > hantering av överföringsbegränsningar
- > reglering av systemfrekvens
- > mycket snabb reglering av aktiv effekt.

Det motsvaras hos Svenska kraftnät av ett antal olika tjänster, t.ex. aFRR, mFRR eller FCR-N.

*Implementering av tekniska krav:* De generellt tillämpliga kraven gällande förbrukningsenheternas förmåga att förbli anslutna till nätet och vara i drift inom vissa frekvens- och spänningsintervall finns fastställda i EIFS 2019:6. Övriga krav som ska fastställas av den systemansvarige för överföringssystemet regleras i avtal för respektive tjänst. Svenska kraftnät har genomfört samråd gällande de krav som enligt förordningen ska omfattas av ett sådant.

Kraven som gäller nya förbrukningsanläggningar som levererar tjänster för efterfrågefleksibilitet är en förutsättning för att förbrukningsenheten ska kunna kvalificeras för att få leverera tjänster för efterfrågefleksibilitet till Svenska kraftnät. Ytterligare krav ställs för respektive tjänst och verifieras i förkvalificeringsprocessen.

### **Överensstämelseförfarande för förbrukningsanläggningar, distributionsanläggningar och distributionssystem**

Överensstämelseförfarandet är en process som syftar till att verifiera att förbrukningsanläggningar, distributionsanläggningar och distributionssystem uppfyller de tillämpliga kraven.

En berörd systemansvarig ska inte tillåta anslutning av förbrukningsanläggningar, distributionsanläggningar eller distributionssystem om dessa inte uppfyller de fastställda kraven. DCC tydliggör hur detta förfarande ska se ut och vilka driftsmeddelanden som ska delas ut av den systemansvariga efter hand som anläggningen verifierat sin kravuppfyllnad.

*Implementering av överensstämelseförfarande:* Implementeringen av överensstämelseförfarande är försenad. Anledningen till förseningen är att detta inte har prioriterats. De åtgärder som återstår är:

- > Fastställande och offentliggörande av uppgifter om överensstämelseförfarandet och tilldelning av driftsmeddelanden.
- > Implementering av överensstämelseförfarandet.

Tidplanen för dessa åtgärder är att de ska ha kommit på plats senast vid utgången av år 2022.

### Överensstämmelseförfarande för förbrukningsenheter som används av en förbrukningsanläggning eller ett slutet distributionssystem för att tillhandahålla tjänster avseende efterfrågefleksibilitet

Överensstämmelseförfarandet är en process som syftar till att verifiera att nya förbrukningsenheter som används för att leverera tjänster för efterfrågefleksibilitet uppfyller kraven de tillämpbara kraven. För förbrukningsenheter som används för att leverera tjänster för efterfrågefleksibilitet är kraven på denna process betydligt enklare än för förbrukningsanläggningar och distributionssystem som ansluter till överföringssystemet.

Förbrukningsenheter som ska leverera stödtjänster till Svenska kraftnät genomgår en förkvalificeringsprocess för att få leverera en tjänst. Denna förkvalificering är omfattande och ska verifiera att kraven för respektive stödtjänst uppfylls. Dock sker ingen formell försäkran om överensstämmelse med DCC i förkvalificeringen och Svenska kraftnät behöver utreda vidare om detta är möjligt och lämpligt att införa i förkvalificeringen för att fullt ut efterleva DCC.

Tidplanen är att överensstämmelseförfarandet ska ha kommit på plats senast vid utgången av år 2023.

#### 3.3.1.3 HVDC – anslutning av anläggningar för högspänd likström

Enligt Svenska kraftnäts samlade bedömning är implementeringen av de grundläggande förutsättningarna och kravställningen i kommissionsförordningen för anslutning av högspänd likström (HVDC) delvis avslutad och delvis försenad. Kravställningen som har fastställts i EIFS 2019:3 bedömer dock Svenska kraftnät behöver utvecklas vilket inte har påbörjats. Implementeringen av överensstämmelseförfarandet har inte heller påbörjats. Detta område har inte prioriterats varför det i nuläget inte finns någon tidplan för när kraven kommer vara implementerade. Status för de områden som bedömts i HVDC visas i tabell 15.

**Tabell 15.** Status för HVDC\*

Område	Avslutad	Pågående	Försenad	Ej påbörjad
Grundläggande förutsättningar	X	-	X	-
Kravställning	X	-	X	-
Överensstämmelseförfarande	-	-	-	X

\* Kryss i flera rutor innebär att implementeringen har kommit olika långt för kraven området omfattar

HVDC trädde i kraft den 26 augusti 2016 och alla artiklar ska tillämpas inom tre år, dvs. innan den 26 augusti 2019.

Syftet med förordningen är att säkerställa rättvisa konkurrensvillkor på den inre marknaden för el, säkerställa systemsäkerheten och integrationen av el från förnybara källor samt främja en unionsomfattande elhandel.

HVDC anger krav för anslutning av system för högspänd likström, likströmsanslutna kraftparksmoduler och bortre omriktarstationer för högspänd likström.

Inga nya system för högspänd likström (eller likströmsanslutna kraftparksmoduler) som omfattas av HVDC har anslutits i Sverige sedan HVDC trädde i kraft.

Svenska kraftnät har fått i uppgift att bygga ut överföringssystemet inom Sveriges sjöterritorium, till områden där det finns förutsättningar att ansluta flera elproduktionsanläggningar. Inför ändringen i instruktionen fick Svenska kraftnät i uppdrag att utreda relevanta förutsättningar för en sådan utbyggnad.<sup>26</sup> Uppdraget ska redovisas till Regeringskansliet den 15 juni 2022.

System för högspänd likström kan komma att bli aktuella i utbyggnaden av det nya havsbaserade överföringssystemet, i de fall där detta bedöms vara den mest ändamålsenliga tekniska lösningen. Med högspänd likström finns en teknisk möjlighet att kombinera anslutningar av havsbaserad vindkraft med sammanlänkningsgrader till andra länder (nya utlandsförbindelser). Sådana hybridlösningar kan därmed på sikt bli viktiga för att nå målsättningen om ökad sammanlänkingsgrad mellan överföringssystemen runt Västerhavet och Östersjön.

I de fall Svenska kraftnät väljer högspänd likströmsteknik för att ansluta ny havsbaserad vindkraft till transmissionsnätet så kommer delar av HVDC att tillämpas för anslutna kraftparksmoduler.

Svenska kraftnäts efterlevnad av HVDC beskrivs utifrån följande områden:

- > Grundläggande förutsättningar
- > Kravställning
- > Överensstämmelseförfarande

---

<sup>26</sup> Regeringsbeslut I2021/02682

## Grundläggande förutsättningar

Kraven i HVDC ska tillämpas på följande anläggningar:

- > Nya och i vissa fall befintliga system för högspänd likström.
- > Nya och i vissa fall befintliga likströmsanslutna kraftparksmoduler.
- > Nya och i vissa fall befintliga bortre omriktarstationer för högspänd likström.

Tillämpningen av kravbilderna i HVDC är olika för de ovan nämnda anläggningstyperna och specificeras i respektive artikel.

Systemansvarig ska inom två år från ikraftträdandet av förordningen lämna in ett förslag på generellt tillämpliga krav till tillsynsmyndigheten för godkännande.

Ett grundläggande krav är att systemansvarig ska vägra anslutningar som inte uppfyller de fastställda kraven. Kontrollen om anläggningar uppfyller kraven görs i processen överensstämelseförfarandet och beskrivs mer i detalj i avsnittet om det området.

De krav i förordningen som kräver ett externt godkännande listas i tabell 16.

**Tabell 16.** Externa godkännanden eller rapporteringar.

Artikel	Krav	Status	Statuskod
5.4	Svenska kraftnät ska inom två år från förordningens ikraftträdande lämna in ett förslag till generellt tillämpliga krav eller till metoder för att beräkna eller fastställa dessa krav, till tillsynsmyndigheten för godkännande.	Ei har fastställt föreskrifter om fastställande av generellt tillämpliga krav för nätanslutning av system för högspänd likström och likströmsanslutna kraftparksmoduler (EIFS 2019:3)	Avslutad

*Implementering av tillämpliga krav:* De generellt tillämpliga kraven är godkända och finns fastslagna i EIFS 2019:3. Vissa krav är plats specifika och fastställs för respektive anslutning.

Svenska kraftnät lever inte upp till det grundläggande kravet att vägra anslutningar som inte uppfyller de fastställda kraven eftersom överensstämelseförfarandet inte är på plats. Anledningen till förseningen är att detta inte prioriterats inom Svenska kraftnät. Svenska kraftnät har för närvarande ingen tidplan för när dessa åtgärder ska ha kommit på plats.

## **Kravställning**

Den tekniska kravställningen delas upp i krav för system för högspänd likström, likströmsanslutna kraftparksmoduler och bortre omriktarstationer för högspänd likström.

Kravbilden i HVDC är, precis som kravbilden i RfG, förhållandevis detaljerad. I HVDC finns krav för aktiv frekvens och frekvensstöd, reaktiv effekt och spänningsstöd, feltålighet, reglering, skyddsanordningar och skyddsinställningar. Det finns också krav på informationsutbyte mellan systemansvariga och anslutna anläggningar om exempelvis driftsignaler och larmsignaler.

*Implementering av tekniska krav:* Kravställningen finns på plats genom föreskrift EIFS 2019:3 men Svenska kraftnät bedömer att dessa krav inte är tillräckliga. Därmed är kraven inte helt implementerade och försenade. Anledningen till förseningen är att detta inte prioriterats inom Svenska kraftnät.

De åtgärder som återstår är följande:

- > Ta fram mer heltäckande generellt tillämpliga tekniska krav för system för högspänd likström, likströmsanslutna kraftparksmoduler och bortre omriktarstationer för högspänd likström. Kraven ska lämnas som förbättringsförslag av EIFS 2019:3 till tillsynsmyndigheten för godkännande.
- > Förbereda för att kontinuerligt kunna fastställa projekt-/platspecifika krav för system för högspänd likström, likströmsanslutna kraftparksmoduler och bortre omriktarstationer för högspänd likström.

Svenska kraftnät har för närvarande ingen tidplan för när dessa åtgärder ska ha kommit på plats.

## **Överensstämelseförfarande**

Överensstämelseförfarandet är en process som syftar till att verifiera att system för högspänd likström, likströmsanslutna kraftparksmoduler och bortre omriktarstationer för högspänd likström uppfyller de tillämpliga kraven. En berörd systemansvarig ska vägra anslutning av dessa system om de inte uppfyller de fastställda kraven. HVDC tydliggör hur detta förfarande ska se ut och vilka driftsmeddelanden som ska delas ut av den systemansvariga för överföringssystemet efter hand som anläggningen verifierat sin kravuppfyllnad.

*Implementeringen av överensstämelseförfarande:* Arbetet för att uppfylla kraven i denna del av förordningen har inte påbörjats. Anledningen till förseningen är att detta inte prioriterats inom Svenska kraftnät. De åtgärder som återstår är följande:

- > Fastställande och offentliggörande av uppgifter om överensstämmelseförfarandet och tilldelning av driftsmeddelanden.
- > Implementering av överensstämmelseförfarandet.

Svenska kraftnät har för närvarande ingen tidplan för när dessa åtgärder ska ha kommit på plats.

### 3.3.2 Marknad

Som beskrivits i kapitlet om det tredje och fjärde marknadspaketet samt om elmarknadsförordningen så är elmarknaden europeisk. Den delas i fyra delmarknader: förhandsmarknaden, dagen före-marknaden, intradagsmarknaden och balansmarknaden.

Det finns tre riktlinjer som reglerar ramvillkoren för elmarknaden: FCA som reglerar villkoren för förhandsmarknaden, CACM som reglerar villkoren för dagen före- och intradagsmarknaden samt EB som reglerar villkoren för balansmarknaden.

#### 3.3.2.1 FCA – långsiktiga överföringsrättigheter

Enligt Svenska kraftnäts samlade bedömning är implementeringen av kraven som ställs i kommissionsförordningen för långsiktiga överföringsrättigheter (FCA) avslutad eller försenad. Det som är försenat är implementeringen av kapacitetsberäkningsmetoden för långsiktiga tidsramar. Denna kan inte implementeras förrän den flödesbaserade kapacitetsberäkningsmetoden implementerats, vilken är försenad. Status för de områden som bedömts i elmarknadsförordningen visas i tabell 17.

Tabell 17. Status för FCA

Område	Avslutad	Pågående	Försenad	Ej påbörjad
Prissäkrings- möjligheter	X	-	-	-
Kapacitetsberäkning	-	-	X	-

FCA trädde i kraft den 17 oktober 2016 och alla artiklar är direkt tillämpliga från det datumet.

Syftet med förordningen är att skapa förutsättningar för konsumenter, producenter och elhandelsföretag inom unionen att kunna hantera framtida prISRISKER, dvs. ekonomiskt skydda sig mot volatila priser. Om tillräckliga prissäkringsmöjligheter inte finns, ska systemansvariga antingen tillhandahålla



långsiktiga överföringsrättigheter mellan olika elområden eller på annat sätt stödja prissäkringsmöjligheterna. FCA täcker främst långsiktiga överföringsrättigheter.

Svenska kraftnäts efterlevnad av FCA beskrivs utifrån följande områden:

- > Prissäkringsmöjligheter
- > Kapacitetsberäkning

### **Prissäkringsmöjligheter**

För att konsumenterna, producenter och elhandelsföretag ska kunna prissäkra sig ska systemansvariga se till att tillräckliga prissäkringsmöjligheter finns. FCA berör främst utfärdandet av långsiktiga överföringsrättigheter på överföringsförbindelser mellan medlemsländerna. Överföringsrättigheter kan vara antingen fysiska eller finansiella överföringsrättigheter.

En fysisk överföringsrättighet ger innehavaren rätt att överföra en viss mängd energi över en viss elområdesgräns, i en viss riktning under en given tidsperiod. Det är de systemansvariga som är ansvariga för beräkningen av hur stor volym (MW) överföringsrättigheter som ska säljas för varje elområdesgräns enligt FCA. Det är också systemansvariga som är ansvariga för att utfärda och auktionera ut överföringsrättigheter via den gemensamma europeiska plattformen JAO (Joint Allocation Office). En finansiell överföringsrättighet ger innehavaren rätt att få eller betala (beroende på om det är en option eller obligation) en finansiell ersättning som är baserad på prisskillnad mellan de två elområden som rättigheten är kopplad till.

Om det på en specifik elområdesgräns inte ställts ut långsiktiga överföringsrättigheter när FCA trädde ikraft, är det möjligt för berörd tillsynsmyndighet att fatta ett beslut om att långsiktiga överföringsrättigheter inte ska ställas ut på överföringsförbindelsen. Beslutet ska baseras på en bedömning om att det redan finns tillräckliga risksäkringsmöjligheter i elområdet. Skulle bedömningen visa på att det inte finns tillräckliga risksäkringsmöjligheter ska långsiktiga överföringsrättigheter införas, eller andra långsiktiga risksäkringsprodukter för överföring mellan elområden göras tillgängliga. Om tillsynsmyndigheten fattar ett beslut om att den systemansvariga inte ska ställa ut långsiktiga överföringsrättigheter kommer många av artiklarna i FCA inte behöva tillämpas av den systemansvariga. En ny bedömning ska göras vart fjärde år.

De krav i förordningen som kräver ett externt godkännande listas i tabell 18.

Tabell 18. Externa godkännanden eller rapporteringar.

Artikel	Krav	Status	Statuskod
30.1, 30.2, 30.5.b	Systemansvariga ska utfärda långsiktiga överföringsrättigheter, om inte de behöriga tillsynsmyndigheterna för elområdesgränsen har tagit ett samordnat beslut om att långsiktiga överföringsrättigheter inte ska utfärdas för elområdesgränsen. Beslutet ska bygga på en bedömning om att förhandsmarknaden ger tillräckliga möjligheter till risksäkring i de berörda elområdena.	Den 12 april 2017 beslutade Ei att långsiktiga överföringsrättigheter inte ska ställas ut mellan Sverige och Danmark (DK1-SE3 och DK2-SE4).  Den 17 april 2017 beslutade Ei att långsiktiga överföringsrättigheter inte ska ställas ut mellan Sverige och Finland (FI-SE3 och FI-SE1).  Den 18 april 2017 beslutade Ei att långsiktiga överföringsrättigheter inte ska ställas ut mellan Sverige och Polen (FL-SE4).  Den 10 maj 2017 beslutade Ei att långsiktiga överföringsrättigheter inte ska ställas ut mellan Sverige och Litauen (LT-SE4).  Nya beslut väntas från Ei under våren 2022.	Avslutad
30.6	Skulle en bedömning visa att det inte finns tillräckliga risksäkringsmöjligheter kan andra långsiktiga risksäkringsprodukter för överföring mellan elområden göras tillgängliga. Berörda systemansvariga ska då utarbeta arrangemang för sådana risksäkringsprodukter.	Den 17 maj 2018 godkände Ei arrangemang för att säkerställa tillräckliga risksäkringsprodukter mellan Sverige och Danmark (DK2-SE4 och DK1-SE3).  Den 29 november 2018 godkände Ei arrangemang för att säkerställa tillräckliga risksäkringsprodukter mellan Sverige och Litauen (LT-SE4).	Avslutad

*Beslut om att inte behöva ställa ut långsiktiga överföringsrättigheter:* Ei beslutade under 2017, utifrån den analys som genomförts, att Svenska kraftnät inte behöver utfärda några långsiktiga överföringsrättigheter på elområdesgränserna mot Danmark, Finland, Polen och Litauen. Det här har inneburit att Svenska kraftnät också varit undantagen från merparten av de artiklar som följer av FCA.

*Implementering av arrangemang:* För att stärka upp prissäkringsmöjligheterna i det danska elområdet tog Svenska kraftnät och systemansvarig i Danmark, Energinet.dk, fram ett förslag. Förslaget innebär att Energinet.dk och systemansvariga i Tyskland, 50Hertz och TenneT, ökar

volymen överföringsrättigheter på elområdesgränserna mellan Danmark och Tyskland samt mellan de två danska elområdena.

En ny gränsöverskridande ledning har byggts mellan Estland och Lettland. Denna togs i drift i augusti 2021 och har bland annat lett till att prissäkringsmöjligheterna på den litauiska sidan har förbättrats.

### Kapacitetsberäkning

För att tydliggöra för marknadsaktörerna vilka kapaciteter de kan förvänta sig kommande år och månad samt möjliggöra utställandet av långsiktiga överföringsrättigheter, behöver systemansvariga beräkna den långsiktiga överföringskapaciteten. Det här ska göras samordnat inom kapacitetsberäkningsregionerna, som har fastställs utifrån CACM, och utifrån den kapacitetsberäkningsmetod som de systemansvariga gemensamt tagit fram. För att möjliggöra den koordinerade kapacitetsberäkningen ska de systemansvariga ta fram en gemensam nätmodell.

De krav i förordningen som kräver ett externt godkännande listas i tabell 19.

**Tabell 19.** Externa godkännanden eller rapporteringar.

Artikel	Krav	Status	Statuskod
10	Kapacitetsberäkningsmetod för långsiktiga tidsramar för Norden	Den 30 oktober 2019 godkände ACER kapacitetsberäkningsmetoden för Norden. Metoden ska vara implementerad tolv månader från det att den nordiska kapacitetsberäkningsmetoden för dagen före- och intradag har implementerats. Kapacitetsberäkningsmetoden för dagen före- och intradag är försenad.	Försenad
10	Kapacitetsberäkningsmetod för långsiktiga tidsramar för Baltikum	Den 17 november 2020 avslog ACER kapacitetsberäkningsmetoden för Baltikum. Anledningen är att Baltikum är synkront sammankopplat med Belarus och Ryssland samt att det finns ett ingånget avtal mellan dessa länder som de baltiska länderna inte kan lämna. Ett nytt metodförslag ska lämnas till berörda tillsynsmyndigheter senast den 17 november 2022, då mer information förväntas finnas tillgänglig om den kommande synkroniseringen mellan Baltikum och Polen (EU).	Försenad

Artikel	Krav	Status	Statuskod
10	Kapacitetsberäkningsmetod för långsiktiga tidsramar för Hansa	Den 17 december godkände Ei kapacitetsberäkningsmetoden för Hansa. En ändring av metoden godkändes den 4 september 2021. Metoden kan först implementeras när de långsiktiga kapacitetsberäkningsmetoderna för Norden och CORE är implementerade.	Försenad
17	Metod för tillhandahållande av produktions- och lastdata	Den 1 mars 2018 godkände Ei metoden för tillhandahållande av produktions- och lastdata. Metoden ska vara implementerad senast sex månader innan den långsiktiga kapacitetsberäkningsmetoden implementeras.	Försenad
18	Metod för gemensam nätmodell	Den 2 juli 2018 godkände Ei metoden för gemensam nätmodell. Metoden ska vara implementerad senast sex månader innan den långsiktiga kapacitetsberäkningsmetoden implementeras.	Försenad

*Implementeringen av metoden för gemensam nätmodell:* Se avsnittet i CACM om kapacitetsberäkning.

*Implementeringen av metoden för tillhandahållande av produktions- och lastdata:* Se avsnittet i SO om datautbyte.

*Implementeringen av kapacitetsberäkningsmetoden för Norden:*

Implementeringen av den långsiktiga kapacitetsberäkningsmetoden sker koordinerat med implementeringen av den nordiska kapacitetsberäkningsmetoden för dagen före- och intradag. Den långsiktiga kapacitetsberäkningen ska testas sex månader innan den genererar officiella data om kapaciteterna kommande år och månad. Dessa sex månader startar sex månader efter att kapacitetsberäkningsmetoden för dagen före- och intradag har börjat användas i marknadskopplingen.

## 3.3.2.2 CACM – kapacitetstilldelning och hantering av överbelastning

Enligt Svenska kraftnäts samlade bedömning är implementeringen av merparten av de krav som ställs i kommissionsförordningen för kapacitetstilldelning och hantering av överbelastning (CACM) avslutad eller pågående. Implementeringen av bland annat den gemensamma nätmodellen, den flödesbaserade kapacitetsberäkningsmetoden samt hantering av motköp och omdirigering är dock försenad. Den flödesbaserade kapacitetsberäkningsmetoden bedöms vara implementerad i början av 2023. Status för de områden som bedömts i CACM visas i tabell 20.

**Tabell 20.** Status för CACM\*

Område	Avslutad	Pågående	Försenad	Ej påbörjad
Kapacitetsberäkning	X	-	X	-
Omdirigering och motköp	-	-	X	-
Prissättning och fördelning av intäkter	-	X	X	-
Marknadskoppling	X	-	-	-
Konkurrens mellan nominerade elmarknadsoperatörer	X	-	-	-

\* Kryss i flera rutor innebär att implementeringen har kommit olika långt för kraven området omfattar

CACM trädde i kraft den 14 augusti 2015 och alla artiklar är direkt tillämpliga från det datumet.

Syftet med förordningen är att ytterligare harmonisera dagen före- och intradagsmarknaden för att kunna uppnå bättre konkurrens, ökad transparens och effektiv prissättning av el. Det här ska uppnås genom att bland annat tilldelningen av gränsöverskridande överföringskapacitet hanteras på ett effektivt och samordnat sätt samt att det finns gemensamma rutiner och processer för den gemensamma dagen före- och intradagskopplingen.

Svenska kraftnäts efterlevnad av CACM beskrivs utifrån följande områden:

- > Kapacitetsberäkning
- > Omdirigering och motköp
- > Prissättning av intradagskapacitet och fördelning av intäkter från överbelastning
- > Marknadskopplingen

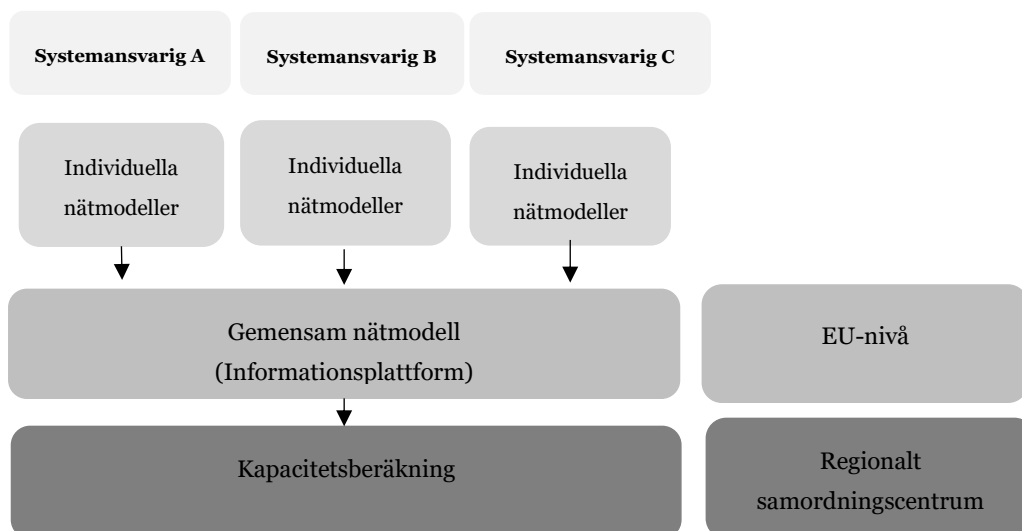
- > Konkurrens mellan nominerade elmarknadsoperatörer

### **Kapacitetsberäkning**

En grundförutsättning för att den inre marknaden för el ska fungera är att medlemsstaterna är sammankopplade och att det finns tillräckligt med gränsöverskridande överföringskapacitet. En effektiv tilldelning av överföringskapacitet till elmarknaden ska uppnås genom kapacitetsberäkningsregioner, vars syfte är att skapa förutsättningar för en effektiv samordning av beräkning och tilldelning av överföringskapacitet. De systemansvariga har ansvaret för att föreslå korrekta kapacitetsberäkningsregioner.

Inom varje region ska de systemansvariga ta fram en gemensam metod för kapacitetsberäkning. Metoden ska hantera avvägningen mellan att tillåta så mycket överföringskapacitet som möjligt till marknaden utan att driftsäkerheten i överföringssystemet påverkas negativt. CACM föreskriver att den gemensamma kapacitetsberäkningsmetoden för dagen före- och intradag ska vara en flödesbaserad metod. En metod för samordnad nettoöverföringskapacitet får användas om systemansvariga i en kapacitetsberäkningsregion kan visa att den flödesbaserade metoden för kapacitetsberäkning inte skulle vara effektivare än metoden för samordnad nettoöverföringskapacitet.

Oavsett vilken kapacitetsberäkningsmetod som införs ska beräkningar göras utifrån den gemensamma nätmodell som ska tas fram. En nätmodell är en modell av elsystemet och dess överföringsförbindelser, där uppgifter om tillgänglig produktion och förbrukning kontinuerligt uppdateras. Den gemensamma nätmodellen ska bygga på en sammanslagning av varje systemansvarigs individuella nätmodell. För att det ska vara möjligt att ta fram gemensamma nätmodeller ska de systemansvariga utarbeta en gemensam informationsplattform, där de systemansvariga ska dela sina individuella nätmodeller med varandra – se figur 5.



**Figur 5** En översiktlig beskrivning över hur de individuella nätmodellerna ska sammanfogas till en gemensam nätmodell, som sedan ska användas i kapacitetsberäkningen i respektive kapacitetsberäkningsregion.

För att de individuella nätmodellerna ska kunna sammanfogas behöver de uppgifter som de systemansvariga använder i sina modeller vara samma samt strukturerade på samma sätt. En gemensam metod för vilken information de systemansvariga behöver ska därmed också tas fram av de systemansvariga inom unionen.

De krav i förordningen som kräver ett externt godkännande listas i tabell 21.

**Tabell 21.** Externa godkännanden eller rapporteringar.

Artikel	Krav	Status	Statuskod
15	Samtliga systemansvariga inom unionen ska ta fram ett förslag på kapacitetsberäkningsregioner.	Den 17 november 2016 beslutade ACER om hur kapacitetsberäkningsregionerna ska vara sammansatta. Svenska kraftnät har elområdesgränser i tre regioner – Norden, Hansa och Baltikum. ACER:s beslut överklagades* och ett nytt beslut fattades av ACER den 7 maj 2021. Regionerna är implementerade.	Avslutad
16	Samtliga systemansvariga inom unionen ska ta fram en gemensam metod för tillhandahållande av produktions- och lastdata.	Den 9 januari 2017 godkände Ei metoden. Metoden skulle ha varit implementerad senast den 9 januari 2018. Implementering pågår men är försenad.	Försenad

Artikel	Krav	Status	Statuskod
17	Samtliga systemansvariga inom unionen ska ta fram en gemensam metod för en gemensam nätmodell.	Den 11 maj 2017 godkände Ei metoden. Metoden skulle ha varit implementerad senast den 11 juni 2018. Implementering pågår men är försenad.	Försenad
20	Samtliga systemansvariga inom kapacitetsberäkningsregion Norden ska ta fram en gemensam metod för kapacitetsberäkning.	Den 13 juli 2018 godkände Ei metoden. Metoden har sedan uppdaterats och Ei godkände de senaste ändringarna av metoden den 16 oktober 2020. Implementering pågår men är försenad. Beräknas vara implementerad till i början av 2023.	Försenad
20	Samtliga systemansvariga inom kapacitetsberäkningsregion Hansa ska ta fram en gemensam metod för kapacitetsberäkning.	Den 13 december 2018 godkände Ei metoden. Metoden ska implementeras när kapacitetsberäkningsmetoderna i CORE och Norden är implementerade. Implementeringen pågår i ett stegvist förfarande.	Försenad
20	Samtliga systemansvariga inom kapacitetsberäkningsregionen Baltikum ska ta fram en gemensam metod för kapacitetsberäkning.	Den 17 januari 2019 godkände Ei metoden. Implementeringen pågår men är försenad.	Försenad

\* Judgments of the General Court of 24 October 2019 in case T-332/17, E-Control v ACER (ECLI:EU:T:2019:761) and T-333/17, Austrian Power Grid AG and Vorarlberger Übertragungsnetz GmbH v ACER (ECLI:EU:T:2019:760).

Gemensamma nätmodeller ska inte enbart användas för kapacitetsberäkning för dagen före- och intradagsmarknaden utan även för kapacitetsberäkning för

- > förhandsmarknaden (se avsnittet i FCA om kapacitetsberäkning)
- > driftsäkerhetsanalyser (se avsnittet i SO om driftsäkerhetsanalyser)
- > avbrottsplanering (se avsnittet i SO om avbrottsplanering).

De gemensamma nätmodellerna ska med andra ord användas för olika ändamål och vara framtagna utifrån olika tidsramar. Kapacitetsberäkningen för dagen före-marknaden ska baseras på en gemensam nätmodell för tidsramen två dagar före (D-2), kapacitetsberäkningen för intradag ska baseras på en gemensam nätmodell för tidsramen dagen före (D-1) och en gemensam nätmodell för tiden som intradagsmarknaden är öppen (ID), se tabell 22.



**Tabell 22.** Gemensamma nätmodeller ska användas till olika ändamål och tas fram utifrån olika tidsramar.

Ändamål	Året före	En månad före	Veckan före	Två dagar före (D-2)	Dagen före (D-1)	Intradag (ID)
Kapacitetsberäkning förhandsmarknaden	X	X				
Kapacitetsberäkning dagen före-marknaden				X		
Kapacitetsberäkning intradagsmarknaden					X	X
Driftsäkerhetsanalyser	X		Inte obligatoriskt		X	X
Avbrottsplanering	X	X				

Skillnaden mellan nätmodellerna är att de som tas fram för året före, månaden före, veckan före och D-2 bygger på prognoser, medan modellerna för D-1 och ID bygger på planer för bland annat last, produktion, vindkraft, temperatur och avbrott.

*Implementering av metod för tillhandahållande av produktions- och lastdata:*

Den 9 januari 2017 godkände Ei metod för tillhandahållande av produktions- och lastdata. Enligt metoden ska Svenska kraftnät samla in uppgifter som inte är offentliga eller finns tillgängliga via avtal eller lagstiftning, för att kunna ta fram gemensamma nätmodeller för kapacitetsberäkning. I februari 2017 publicerade Svenska kraftnät en rapport som fastställer att från och med den 12 januari 2018 ska systemansvariga för distributionssystem och elproducenter rapportera in information om tillgänglighet. Dessutom ska systemansvariga för distributionssystem rapportera in information om överföringsgränser för sina nätelement. Den information som Svenska kraftnät begär in utgör en liten del av den information som skulle kunna begäras in utifrån godkänd metod.

Under våren 2017 genomfördes möten med berörda aktörer och tekniska lösningsbeskrivningar för hur informationen skulle skickas till Svenska kraftnät togs fram och publicerades. Svenska kraftnät påbörjade utveckling av en webbapplikation, genom vilken informationen skulle samlas in.

Implementeringen drog emellertid ut på tid, vilket bland annat berodde på interna prioriteringar. Under implementeringsprocessen trädde också SO i kraft, med krav på datautbyte. Svenska kraftnät valde då att avsluta

utvecklingen av webbapplikationen och istället hantera allt datautbyte i kraftsystemhubben, som nu är under utveckling (se avsnittet i SO om datautbyte).

*Implementeringen av gemensamma nätmodeller:* Den 11 maj 2017 godkände Ei metoden för gemensam nätmodell. Svenska kraftnät tar idag fram individuella nätmodeller för D-2 och D-1. Utmaningen med att ta fram dessa individuella nätmodeller är bland annat att modellerna kräver en stor mängd data, som Svenska kraftnät i dagsläget inte har tillgång till (se avsnittet i SO om datautbytet). Dessutom är nuvarande IT-system inte byggt för att klara av den här typen av modellbyggande. Upptäcks exempelvis fel i beräkningarna för modellerna behöver Svenska kraftnät vända sig till sin externa IT-leverantör som behöver göra ändringar i IT-systemet, vilket kan ta lång tid.

Svenska kraftnät har påbörjat arbetet med att ta fram en individuell nätmodell för ID men då Svenska kraftnäts IT-system inte är kraftfullt nog, kan inte nätmodellerna skapas regelbundet. De prestandahöjande åtgärder som behövs för att kunna skapa modeller för ID parallellt med D-1 och D-2 i nuvarande IT-system är beställda från IT-leverantören och beräknas levereras första halvåret 2022. Under 2022 kommer Svenska kraftnät även att påbörja arbetet med att ta fram en förenklad individuell nätmodell för året före, vilken beräknas vara fullt implementerad till år 2024. Gällande nätmodellen för en månad före finns i dagsläget ingen tidplan för när en sådan kan vara implementerad.

Den nordiska säkerhetssamordnarens arbete med att skapa gemensamma nätmodeller för D-2 och D-1 har visat sig vara utmanande. Detta beror bland annat på att säkerhetssamordnaren och systemansvariga använder olika IT-system för att skapa nätmodellerna, vilket medför utmaningar då algoritmerna är implementerade på olika sätt i respektive system. Den nordiska säkerhetssamordnaren kan i dagsläget inte hantera individuella nätmodeller för ID, vilket beror på IT-systemet. Enligt nuvarande tidplan ska det finnas fungerande IT-system för att hantera dessa i september 2022.

En gemensam informationsplattform, som ska underlätta sammanslagningen av de individuella nätmodellerna till gemensamma nätmodeller, ska etableras. Implementeringen av plattformen har tagit tid och först i december 2021 driftsattes ENTSO-E:s plattform för datautbyte. På plattformen ska de systemansvariga dela sina individuella nätmodeller med varandra. För att kunna ansluta till plattformen måste systemansvariga ha implementerat den gemensamma säkerhetsplan som har tagits fram. Säkerhetsplanen ska säkerställa att data som är av känslig karaktär kan hanteras på ett korrekt sätt. Implementeringen av planen är försenad hos många systemansvariga. Svenska kraftnäts interna arbete med säkerhetsplanen pågår och implementeringen beräknas vara klar till kvartal två 2022.

Eftersom implementeringen av den gemensamma plattformen för datautbyte har varit försenad valde de nordiska systemansvariga och den nordiska säkerhetssamordnaren att dela relevant information, exempelvis nätmodeller, i enlighet med de säkerhetskrav som finns inom det nordiska samarbetet. Det här har gjort att arbetet med att skapa gemensamma nätmodeller har kunnat påbörjas innan den gemensamma plattformen för datautbyte var driftsatt. Enligt metoden ska säkerhetssamordnaren hämta de individuella nätmodellerna från den gemensamma plattformen för datautbyte, vilket idag inte sker.

*Implementeringen av kapacitetsberäkningsmetoden för Norden:* Den 13 juli 2018 godkände Ei tillsammans med övriga tillsynsmyndigheter inom kapacitetsberäkningsregion Norden den flödesbaserade kapacitetsberäkningsmetoden. Beslutet innebär att den nuvarande så kallade ”NTC”-metoden (Net Transfer Capacity) ska ersättas av en flödesbaserad kapacitetsberäkningsmetod.

Utvecklingen av kapacitetsberäkningsmetoden har skett över flera år och innefattat flera omarbetningar, där varje omarbetning har krävt ett nytt godkännande från Ei. Den senaste versionen av metoden godkändes 2020. Enligt CACM skulle metoden då redan varit driftsatt. På grund av det utdragna arbetet med metoden har kravställningen och utvecklingen av nödvändiga affärsprocesser och IT-stödsystem inte kunnat påbörjas fullt ut. Förändringarna som följt av implementeringen har också varit mycket större än vad som förutsågs inledningsvis.

Det som återstår av implementeringen är främst den externa parallelldriften. Det innebär att både den nya och den nuvarande kapacitetsberäkningsmetoden tillämpas samtidigt i varje marknadstidsenhet, för att kunna jämföra metoderna mot varandra. Den externa parallelldriften är ett krav enligt den flödesbaserade kapacitetsberäkningsmetoden. För att kunna starta den externa parallelldriften behöver ett antal kvalitetskrav i beräkningen av kapacitetsparametrarna uppnås. Detta kräver att systemansvariga och det nordiska samordningscentrumet, inklusive leverantören av IT-stödsystemen och de nominerade elmarknadsoperatörerna, gör uppdateringar i affärsprocesser och IT-system. Eftersom den flödesbaserade kapacitetsberäkningsmetoden ska använda gemensamma nätmodeller som beräkningsunderlag har begränsningarna och förseningarna i de processerna till viss del spilt över på implementeringsarbetet med kapacitetsberäkningsmetoden.

Under parallelldriften kommer de nordiska tillsynsmyndigheterna att utvärdera hur väl den flödesbaserade metoden fungerar. Utvärderingen kommer att baseras på tre månaders data från parallelldriften och blir utvärderingen negativ behöver justeringar göras.

Implementering av en ny kapacitetsberäkningsmetod innebär stora förändringar för de marknadsaktörer som berörs av den. Marknadsaktörerna behöver, som en följd av den nya beräkningen, förstå och anpassa sin handelsverksamhet utifrån de nya förutsättningarna. På grund av detta har de nordiska tillsynsmyndigheterna fördubblat tiden för parallelldrift, från lagkravet på sex månader till ett år.

Enligt nuvarande tidplan kommer metoden kunna implementeras i början av 2023. Svenska kraftnät anser att tidplanen är realistisk men som alltid med komplicerade projekt med många beroenden finns risk för förseningar.

*Implementeringen av kapacitetsberäkningsmetoderna för Hansa och Baltikum:* Implementeringen av kapacitetsberäkningsmetoden för Hansa ska göras stegvis genom att de regionala samordningscentrumen i Norden och i Kontinentaleuropa tar över samordningen av kapacitetsberäkningen på de elområdesgränser som tillhör Hansa. Därefter ska avancerad hybridkoppling på elområdesgränserna implementeras, efter att intilliggande kapacitetsberäkningsregioner infört flödesbaserad kapacitetsberäkning. Avancerad hybridkoppling är ett sätt att länka samman de olika lösningar för flödesbaserad kapacitetsberäkning som i framtiden kommer finnas i Norden och i den kontinentala kapacitetsberäkningsregionen CORE. Svenska kraftnäts bedömning är att kapacitetsberäkningsmetoden för Hansa kan vara implementerad år 2025.

Kapacitetsberäkningsmetoden för Baltikum godkändes i januari 2019. Därefter har Ei, med övriga tillsynsmyndigheter i Baltikum, uppmanat de systemansvariga att senast i november 2022 komma in med ett nytt förslag. Implementering av den nu godkända kapacitetsberäkningsmetoden bygger på att en rad olika processer uppfyllts, vilket ännu inte skett. I och med dessa processer, och att tillsynsmyndigheterna kräver att metoden för kapacitetsberäkning ska skrivas om, kan det komma att ta flera år till dess att en färdig metod kan implementeras i Baltikum.

### **Omdirigering och motköp**

Överbelastningar kan uppstå mellan och inom elområden. Dessa uppstår när behovet av att överföra el, utifrån marknadens önskemål, är större än vad som fysiskt är möjligt eller säkert. För att hantera en överbelastning behöver de systemansvariga vidta olika avhjälpande åtgärder, som t.ex. motköp eller omdirigering. I syfte att minska överbelastningarna ska systemansvariga inom varje kapacitetsberäkningsregion ta fram en gemensam metod för hur avhjälpande åtgärder med gränsöverskridande karaktär ska samordnas. De ska också ta fram en metod för hur kostnaderna för dessa åtgärder ska fördelas. Genom en effektiv samordning och hantering av de överbelastningar som uppstår ökar förutsättningarna för att mer överföringskapacitet kan tilldelas elmarknaden.

De krav i förordningen som kräver ett externt godkännande listas i tabell 23.

**Tabell 23.** Externa godkännanden eller rapporteringar.

Artikel	Krav	Status	Statuskod
35	Samtliga systemansvariga inom kapacitetsberäkningsregion Norden ska ta fram en gemensam metod för omdirigering och motköp.	Den 10 januari 2019 godkände Ei metoden. Metoden ska vara implementerad när metoden som följer av artikel 74 i CACM är godkänd samt när metoden för samordnad driftsäkerhetsanalys enligt artikel 75 i SO och de gemensamma bestämmelserna avseende samordning av driftsäkerhet enligt artikel 76 i SO har implementerats. Artikel 75 och 76 i SO är ännu inte implementerade.	Försenad
35	Samtliga systemansvariga inom kapacitetsberäkningsregion Hansa ska ta fram en gemensam metod för omdirigering och motköp.	Den 12 februari 2019 godkände Ei metoden. Metoden ska vara implementerad när metoden som följer av artikel 74 i CACM är godkänd samt när metoden för samordnad driftsäkerhetsanalys enligt artikel 75 i SO och de gemensamma bestämmelserna avseende samordning av driftsäkerhet enligt artikel 76 i SO, för både kapacitetsberäkningsregionen CORE och Norden, har implementerats. En regional säkerhetssamordnare för Hansa, Norden och CORE behöver också vara operativ.	Försenad
35	Samtliga systemansvariga inom kapacitetsberäkningsregion Baltikum ska ta fram en gemensam metod för omdirigering och motköp.	Den 17 januari 2019 godkände Ei metoden. Metoden ska vara implementerad när bland annat kapacitetsberäkningsmetoden för Baltikum är implementerad, när metoden för samordnad driftsäkerhetsanalys enligt artikel 75 i SO är implementerad i Baltikum, Hansa och Norden samt när de gemensamma bestämmelserna avseende samordning av driftsäkerhet enligt artikel 76 i SO är implementerad.	Försenad
74	Samtliga systemansvariga inom kapacitetsberäkningsregion Norden ska ta fram en	Den 10 januari 2019 godkände Ei metoden. Metoden ska implementeras i samband med att metoden för omdirigering och	Försenad

Artikel	Krav	Status	Statuskod
	gemensam metod för att fördela kostnaderna för omdirigering och motköp.	motköp för Norden, enligt artikel 35 i CACM, implementeras.	
74	Samtliga systemansvariga inom kapacitetsberäkningsregion Hansa ska ta fram en gemensam metod för att fördela kostnaderna för omdirigering och motköp.	Den 12 mars 2021 godkände Ei metoden. Metoden ska implementeras i samband med att metoden för omdirigering och motköp för Hansa, enligt artikel 35 i CACM, implementeras.	Försenad
74	Samtliga systemansvariga inom kapacitetsberäkningsregion Baltikum ska ta fram en gemensam metod för att fördela kostnaderna för omdirigering och motköp.	Den 20 juni 2019 godkände Ei metoden. Metoden ska implementeras i samband med att metoden för omdirigering och motköp för Baltikum, enligt artikel 35 i CACM, implementeras samt att berörda tillsynsmyndigheter i de baltiska länderna har godkänt och infört det dokument som specificerar villkor och bestämmelser för beräkning av kapacitet mellan elområden, föreskrifter och tilldelning avseende tredjeländer, för gränser mellan de Baltiska staterna och tredjeländer (Belarus och Ryssland).	Försenad

*Implementeringen av metoden för omdirigering och motköp för Norden:* Den 10 januari 2019 godkände Ei metoden för omdirigering och motköp. Metoden ska implementeras när metoden för samordnad driftsäkerhetsanalys, som följer av artikel 75 i SO, och bestämmelserna för regional driftsäkerhetssamordning, som följer av artikel 76 i SO, har implementerats. Det pågår just nu ett arbete med att ta fram ett egenutvecklat IT-system för hanteringen av driftsäkerhetssamordningen, vilket ska driftsättas av det nordiska samordningscentrumet. Tanken är att IT-systemet även ska kunna hantera avhjälpande åtgärder som motköp och omdirigering. Dessa delar ingår dock inte i nuvarande utveckling av systemet. När systemet driftsätts ska nästa steg med att få in avhjälpande åtgärder påbörjas. Svenska kraftnät uppskattar att det kommer ta minst ett par år innan IT-systemet kan hantera avhjälpande åtgärder.

*Implementeringen av metoderna för omdirigering och motköp för Hansa och Baltikum:* Under 2019 godkände Ei metoderna för omdirigering och motköp. Metoderna ska implementeras i Hansa och Baltikum när metoderna för samordnad driftsäkerhetsanalys, som följer av artikel 75 i SO, och bestämmelserna för regional driftsäkerhetssamordning har införts i Hansa och

Baltikum samt intilliggande kapacitetsberäkningsregioner. Dessa arbeten ligger en bit fram i tiden, varför det praktiska arbetet med implementering ännu inte påbörjats.

### **Prissättning av intradagskapacitet och fördelning av intäkter från överbelastning**

För att upprätthålla driftsäkerheten begränsas överföringskapaciteten mellan olika elområden, vilket kan resultera i olika elpriser i de olika elområdena.. Skillnaden mellan priserna i de två elområdena, multiplicerat med den överförda volymen, blir en intäkt från överbelastning som tillfaller de systemansvariga.<sup>27</sup> En effektiv prissättning av överföringskapaciteten är viktig för att systemansvariga ska investera och tilldela optimal överföringskapacitet till marknaden. Hur intäkterna från överbelastning ska fördelas mellan de systemansvariga ska fastställas i en metod som systemansvariga inom unionen ska ta fram. Hur överföringskapaciteten för intradagsmarknaden ska prissättas ska också utarbetas gemensamt av de systemansvariga.

De krav i förordningen som kräver ett externt godkännande listas i tabell 24.

**Tabell 24.** Externa godkännanden eller rapporteringar.

Artikel	Krav	Status	Statuskod
55	De systemansvariga ska ta fram ett förslag till hur intradagskapaciteten ska prissättas.	Den 24 januari 2019 godkände ACER ett förslag för hur intradagskapaciteten ska prissättas. Intradagsauktionerna beräknas vara på plats under 2023.	Pågående
73	De systemansvariga ska ta fram en metod för hur intäkterna från överbelastning ska fördelas.	Den 14 december 2017 godkände ACER metoden. Metoden ska vara implementerad när kapacitetsberäkningsmetoden är implementerad i den berörda kapacitetsberäkningsregionen.	Försenad

*Implementeringen av intradagsauktionen för prissättning av intradagskapacitet:* Intradagsauktioner kommer inom kort koppla samman alla de nationella marknaderna i så kallade intradagsauktioner över hela EU. Svenska kraftnät arbetar tillsammans med övriga systemansvariga och nominerade elmarknadsoperatörer för att införa intradagsauktioner. Förslaget som nu håller på att implementeras innebär att tre intradagsauktioner kommer

<sup>27</sup> Begreppen "flaskhalsintäkt" och "kapacitetsavgift" används ibland istället för "intäkt från överbelastning" som är det legalt korrekta begreppet

att hållas dagligen. Svenska kraftnät förbereder implementeringen tillsammans med övriga nordiska systemansvariga i ett regionalt implementeringsprojekt med bl.a. kapacitetshantering. Svenska kraftnät bedömer att intradagsauktioner kan komma att implementeras under 2023.

### **Marknadskopplingen**

Marknadskopplingen kan förenklat beskrivas som det skede när marknadsaktörernas köp- och säljbud inom unionen matchas utifrån hur mycket överföringskapacitet som finns mellan medlemsstaterna.<sup>28</sup> Matchningen sker på dagen före-marknaden genom ett auktionsförfarande och på intradagsmarknaden genom kontinuerlig handel. Det är de nominerade elmarknadsoperatörernas ansvar att hantera marknadskopplingen.

För att marknadskopplingen för dagen före-marknaden ska fungera behöver de systemansvariga utarbeta ett förslag om när överföringskapaciteten som ska användas i marknadskopplingen, dvs. i auktionen, är garanterad. Det innebär att den överföringskapacitet som de systemansvariga har skickat till marknadskopplingen inte kan ändras. De systemansvariga behöver också utarbeta ett förslag till vilka öppnings- och stängningstider för intradagsmarknaden som ska gälla för tilldelningen av överföringskapacitet.

Algoritmerna utgör navet i marknadskopplingen och ska vara utformade så att matchningen mellan marknadsaktörernas köp- och säljbud kan ske på ett optimalt sätt, utifrån förutbestämda och godkända krav. Det legala ansvaret för algoritmerna ligger på de nominerade elmarknadsoperatörerna. De behöver beakta de krav som de systemansvariga anser att algoritmerna behöver ta hänsyn till. Dessa krav ska tas fram gemensamt av alla systemansvariga och tas med i godkännandeprocessen för själva algoritmerna.

Det kan uppstå situationer då marknadskopplingen inte fungerar. Det här kan t.ex. bero på att överföringskapacitet från en kapacitetsberäkningsregion inte har kunnat tilldelas marknadskopplingen. För att hantera sådana eventuella situationer ska samtliga systemansvariga inom varje kapacitetsberäkningsregion ta fram reservlösningar som kan möjliggöra en fortsatt handel mellan olika elområden.

De krav i förordningen som kräver ett externt godkännande listas i tabell 25.

---

<sup>28</sup> Matchning sker också inom ett elområde och då sätter överföringskapaciteten inga begränsningar för hur mycket som kan köpas och säljas inom elområdet.



**Tabell 25.** Externa godkännanden eller rapporteringar.

Artikel	Krav	Status	Statuskod
59	De systemansvariga ska ta fram ett förslag på öppnings- och stängningstider för kapacitetstilldelning mellan elområden på intradagsmarknaden.	Den 24 april 2018 godkände ACER förslaget. Förslaget är implementerat.	Avslutad
69	De systemansvariga ska ta fram ett gemensamt förslag på tidsgräns för när överföringskapaciteten på dagen före-marknaden ska vara garanterad.	Den 8 juni 2017 godkände Ei förslaget. Förslaget är implementerat.	Avslutad
44	De systemansvariga inom kapacitetsberäkningsregion Norden ska ta fram förslag på reservlösning.	Den 15 mars 2018 godkände Ei reservlösningen. Förslaget är implementerat.	Avslutad
44	De systemansvariga inom kapacitetsberäkningsregion Hansa ska ta fram förslag på reservlösning.	Den 14 december 2017 godkände Ei reservlösningen. Förslaget är implementerat.	Avslutad
44	De systemansvariga inom kapacitetsberäkningsregion Baltikum ska ta fram förslag på reservlösning.	Den 28 mars 2018 godkände Ei reservlösningen. Förslaget är implementerat.	Avslutad
43 och 56	De systemansvariga ska ta fram metoder för beräkning av planerade utbyten till följd av dagen före- och intradagskopplingen.	Den 12 mars 2019 godkände Ei metoden för dagen före-kopplingen och den 7 mars 2019 godkände Ei metoden för intradagskopplingen. Metoderna är implementerade.	Avslutad

### **Konkurrens mellan nominerade elmarknadsoperatörer**

Elmarknaden ska inte enbart skapa förutsättningar för god konkurrens mellan marknadsaktörer som säljer el utan även mellan nominerade elmarknadsoperatörer. Varje medlemsstat ska säkerställa att det finns minst en nominerad elmarknadsoperatör i varje elområde. En nominerad elmarknadsoperatör har också rätt att erbjuda sina tjänster i andra medlemsstater. Varje systemansvarig har en skyldighet att säkerställa att överföringskapacitet kan tilldelas marknadskopplingen oavsett om det finns en eller flera nominerade elmarknadsoperatörer i ett elområde.

De krav i förordningen som kräver ett externt godkännande listas i tabell 26.

**Tabell 26.** Externa godkännanden eller rapporteringar.

Artikel	Krav	Status	Statuskod
45 och 57	Den systemansvariga i ett elområde där mer än en nominerad elmarknadsoperatör finns, ska ta fram ett förslag till kapacitetstilldelning och andra nödvändiga arrangemang.	Den 30 mars 2017 godkände Ei arrangemangen. Arrangemangen är implementerade.	Avslutad

*Implementeringen av arrangemang:* Arrangemangen är implementerade, vilket innebär att Svenska kraftnät har varit med och möjliggjort för att flera nominerade elmarknadsoperatörer kan vara verksamma i svenska elområden. För närvarande finns det två operativa nominerade elmarknadsoperatörer i Sverige: EPEX SPOT och European Market Coupling Operator (EMCO). Ei har också under 2021 utsett Nasdaq Spot till nominerad elmarknadsoperatör som ännu inte är operativ.

### 3.3.2.3 EB - balanshållning

Enligt Svenska kraftnäts samlade bedömning håller merparten av de krav som ställs i kommissionsförordningen för balanshållning (EB) på att implementeras. Vissa är i fas medan andra är försenade. Det som är försenat är bland annat villkoren för balansering samt implementeringen av den nordiska aFRR-kapacitetsmarknaden vilken inte kan implementeras förrän den flödesbaserade kapacitetsberäkningsmetoden för dagen före-marknaden har införts. Status för de områden som bedömts i EB visas i tabell 27.

**Tabell 27.** Status för EB\*

Område	Avslutad	Pågående	Försenad	Ej påbörjad
Leverantörer av balanstjänster och balansansvariga parter	-	-	X	-
Utbyte av balansenergi genom europeiska plattformar	-	X	-	-
Utbyte av balanskapacitet	-	X	X	-
Beräkning och reservering av överföringskapacitet	-	X	X	-
Hantering av obalanser och avräkning	X	-	-	-
Offentliggörande av information	X	-	-	-

\* Kryss i flera rutor innebär att implementeringen har kommit olika långt för kraven området omfattar

EB trädde i kraft den 18 december 2017, med undantag för artiklarna 14, 16, 17, 28, 34-36, 44-49 och 54-57, vilka ska tillämpas från och med den 28 november 2018.

Syftet med EB är att harmonisera och integrera de nationella balansmarknaderna inom unionen, för att uppnå en optimal förvaltning och samordnad drift av de europeiska överföringssystemen. Det här ska uppnås genom gemensamma marknadsregler, tekniska krav och operativa regler.

Svenska kraftnäts efterlevnad av EB beskrivs utifrån följande områden:

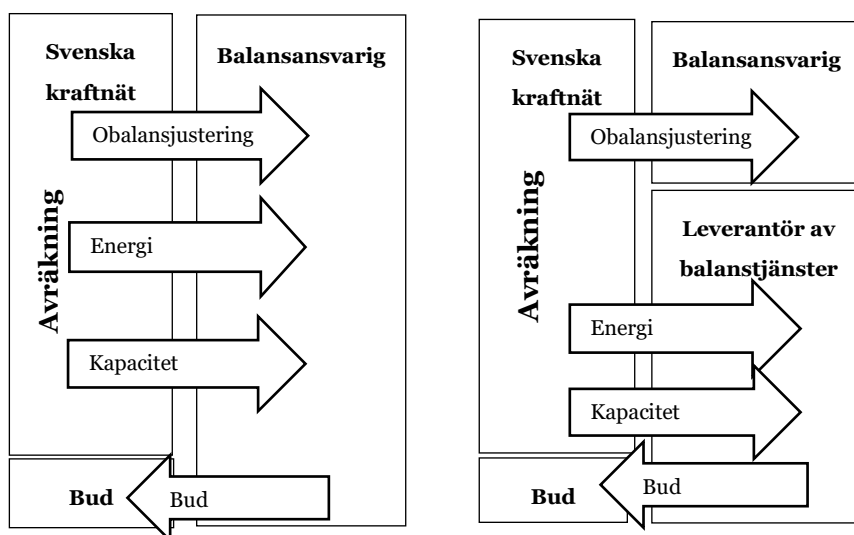
- > Leverantörer av balanstjänster och balansansvariga parter
- > Utbyte av balansenergi genom europeiska plattformar
- > Utbyte av balanskapacitet
- > Beräkning och reservering av överföringskapacitet

- > Hantering av obalanser och avräkning
- > Offentliggörande av information

### Leverantörer av balanstjänster och balansansvariga parter

En leverantör av balanstjänster är en aktör som idag inte finns i Sverige. Idag är det balansansvariga parter som lämnar bud på balanskapacitet och balansenergi. När rollen leverantör av balanstjänster är implementerad i Sverige kommer det vara denna som lämnar bud på balanskapacitet och balansenergi. För att kunna bli leverantör av balanstjänster behöver parten först få sina enheter eller grupper av enheter förkvalificerade av Svenska kraftnät. Den balansansvariga parten kommer att vara ekonomiskt ansvarig för de obalanser som uppstår i de uttagspunkter som den har ett ansvar för.

Figur 6 beskriver hur nuvarande ansvar ser ut och hur det kommer att se ut när den nya rollen är implementerad.



**Figur 6** Skillnaden mellan dagens modell (till vänster) och modellen när den nya rollen leverantör av balanstjänster är implementerad i Sverige (till höger).

Tanken med att skapa två roller är att säkerställa ett rättvist, öppet och icke-diskriminerande tillvägagångssätt för balansansvariga och leverantörer av balanstjänster. Det är den systemansvarigas uppgift att utarbeta förslag på villkor för leverantörer av balanstjänster och villkor för balansansvariga parter.

De krav i förordningen som kräver ett externt godkännande listas i tabell 28.

**Tabell 28.** Externa godkännanden eller rapporteringar.

Artikel	Krav	Status	Statuskod
18	Den systemansvariga ska lämna in villkor avseende balansering.	Förslag på villkor för leverantörer av balanstjänster och balansansvariga parter lämnades in till Ei i juni 2018. Något beslut om villkoren har ännu inte tagits.	Försenad

*Implementeringen av villkoren:* Implementeringen av villkoren har pågått under lång tid. Svenska kraftnät lämnade under 2018 in förslag på villkor. Därefter har två reviderade förslag skickats in på begäran av Ei. Under processen har Ei och Svenska kraftnät haft en tät dialog kring skrivningarna i villkoren.

En stor utmaning i framtagandet av villkoren har varit att den redan idag komplexa elmarknaden är i ständig utveckling. Sedan det första inlämnandet av förslaget har t.ex. det fjärde inre marknadspaketet tillkommit. Paketet ändrade förutsättningarna för den oberoende roll för leverantör av balanstjänster som Svenska kraftnät ursprungligen tog sikte på.

Enligt Svenska kraftnäts uppfattning utifrån EB skulle en leverantör av balanstjänster inte behöva vara balansansvarig part, dvs. vara ansvarig för sina obalanser. Detta blev inte lika självklart när den reviderade elmarknadsförordningen trädde i kraft 2019. Elmarknadsförordningen fastställer att alla marknadsaktörer ska vara ansvariga för sina obalanser, genom att antingen vara balansansvarig part eller att genom avtal delegera ansvaret till en balansansvarig part. Svenska kraftnät är av uppfattningen att en leverantör av balanstjänster inte ska behöva vara balansansvarig part eller delegera ett sådant ansvar, då verifiering av dennes leverans ligger till grund för obalansjusteringen gentemot balansansvarig part och därmed inte orsakar några obalanser. Under framtagandet av villkoren har också andra metoder godkänts, vilket i sin tur har inneburit att villkoren har behövts uppdateras.

Att framtagandet av villkoren har tagit tid kan också bero på att innehållet i kommande villkor inte tidigare har varit reglerat i svensk lagstiftning. Ei har inte tidigare godkänt innehållet i balansansvarsavtalet utan enbart metoden som Svenska kraftnät har använt för att utforma avtalet. När nu själva innehållet ska godkännas tar det tid och är komplext. Svenska kraftnät har behövt hitta en samsyn med övriga systemansvariga inom Norden, i syfte att nå möjliga harmoniseringar om t.ex. IT-lösningar i de gemensamt ägda nordiska IT-systemen.

Ei har aviserat ett godkännande under andra kvartalet 2022 och har föreslagit att villkoren ska vara helt implementerade till senast 2024.

## Utbyte av balansenergi genom europeiska plattformar

Fyra gemensamma europeiska plattformar ska etableras för att harmonisera och integrera de nationella balansmarknaderna:

- > Europeisk plattform för utbyte av balansenergi från automatiska frekvensåterställningsreserver (aFRR)
- > Europeisk plattform för utbyte av balansenergi från manuella frekvensåterställningsreserver (mFRR)
- > Europeisk plattform för utbyte av balansenergi från ersättningsreserver (RR)
- > Europeisk plattform för nettning av obalanser

Svenska kraftnät kommer till en början bara att använda sig av de två förstnämnda plattformarna, dvs. för utbyte av balansenergi från aFRR och mFRR. Anledningen till detta är att Svenska kraftnät idag inte använder sig av RR-produkten.

Det är de systemansvariga som ska ta fram genomföranderamar för de olika plattformarna. Dessa genomföranderamar ska bland annat omfatta plattformarnas öppnings- och stängningstider, utformningen av de standardprodukter för balansenergi som får handlas på plattformarna, prissättningen av balansenergibuden samt hur balansenergibuden ska aktiveras och för vilket ändamål. Det ska också framgå hur plattformarna ska drivas och ägas samt hur kostnaderna för dessa plattformar ska fördelas mellan berörda systemansvariga.

Anslutning till plattformarna ska ske 30 månader efter det att genomföranderamarna har godkänts. Systemansvariga har dock möjlighet att ansöka om undantag hos berörd tillsynsmyndighet.

De krav i förordningen som kräver ett externt godkännande listas i tabell 29.

**Tabell 29.** Externa godkännanden eller rapporteringar.

Artikel	Krav	Status	Statuskod
20	De systemansvariga ska ta fram en genomföranderam för en europeisk plattform för utbyte av balansenergi för mFRR.	Den 24 januari 2020 godkände ACER genomföranderamen för den europeiska plattformen för utbyte av balansenergi för mFRR. Plattformen ska vara i drift senast den 24 juli 2022. Implementeringen av genomföranderamen pågår.	Pågående
21	De systemansvariga ska ta fram en genomföranderam	Den 24 januari 2020 godkände ACER genomföranderamen för	Pågående

Artikel	Krav	Status	Statuskod
	för en europeisk plattform för utbyte av balansenergi för aFRR.	den europeiska plattformen för utbyte av balansenergi för aFRR. Plattformen ska vara i drift senast den 24 juli 2022. Implementeringen av genomföranderamen pågår.	
29	De systemansvariga ska ta fram ett förslag till en metod för klassificering av aktiveringsändamål för balansenergi bud.	Den 15 juli 2020 godkände ACER metoden för klassificering av aktiveringsändamål för balansenergi bud. Metoden ska vara implementerad när den systemansvariga ansluter sig till någon av de europeiska plattformarna för mFRR, aFRR och RR.	Pågående
30	De systemansvariga ska utarbeta ett förslag till en metod för att fastställa priser för balansenergi för FRR och RR.	Den 24 januari 2020 godkände ACER metoden för att fastställa priser för balansenergi för FRR och RR. Metoden ska vara implementerad när den systemansvariga ansluter sig till någon av de europeiska plattformarna för mFRR, aFRR och RR. Implementeringen pågår.	Pågående
62	Undantag från att ansluta sig till den europeiska mFRR-plattformen.	Den 14 januari 2022 lämnade Svenska kraftnät in en undantagsansökan till Ei om att få ansluta till plattformen senast den 24 juli 2024. Något beslut har ännu inte tagits.	Pågående
62	Undantag från att ansluta sig till den europeiska aFRR-plattformen.	Den 14 januari 2022 lämnade Svenska kraftnät in en undantagsansökan till Ei om att få ansluta till plattformen senast den 24 juli 2024. Något beslut har ännu inte tagits.	Pågående

*Implementeringen av mFRR- och aFRR-plattformarna:* Implementeringen går enligt plan. En stor utmaning för båda projekten är att få tillräckligt med resurser från deltagande systemansvariga, då de systemansvariga även har lokala resurskrävande implementeringsprojekt för att kunna ansluta sig till plattformarna.

Just nu pågår IT-utveckling och testning samt drifttester för att kunna ansluta systemansvariga inför driftsättningen den 24 juli 2022.

*Undantag från att ansluta till mFRR- och aFRR plattformarna:* Den 14 januari 2022 skickade Svenska kraftnät in två ansökningar till Ei om att få ansluta sig till både mFRR- och aFRR-plattformarna senast den 24 juli 2024. Inget beslut har ännu fattats.

Anledningen till att Svenska kraftnät inte kan ansluta sig till de båda FRR-plattformarna redan den 24 juli 2022 beror främst på att avräkningsperioden för obalanser ska vara 15 minuter. Svenska kraftnät har sedan tidigare blivit beviljade ett undantag från att behöva införa 15 minuters avräkningsperiod från det datum som fastställs i EB. Undantaget gäller fram till och med den 21 maj 2023. Efter att 15 minuters avräkningsperiod för obalanser har införts i Sverige kommer det att ta cirka sex månader att få på plats en säker anslutning till mFRR-plattformen.

Ytterligare en anledning till att Svenska kraftnät inte kan ansluta sig till aFRR-plattformen är att det nordiska synkronområdet behöver ställa om från en frekvensbaserad balansering till att hantera obalanser per elområde. Detta är en stor förändring av driften och innebär en rad tekniska förändringar av balanseringen. Till exempel måste Svenska kraftnät upphandla och installera så kallade LFC-kontroller för att övervaka obalanser i varje elområde och automatiskt aktivera bud utifrån de obalanser som uppstår i respektive elområde. Detta är en omfattande process som bedöms ta cirka två år.

Arbetet med att gå över från en frekvensbaserad balansering till en balansering baserad på områdesobalanser påbörjades under 2018. Det har sedan dess arbetats med att ta fram lösningar och tidplaner i samråd med branschens aktörer och övriga nordiska systemansvariga. Det handlar om en stor mängd IT-utveckling för automatisering av de processer som idag sker manuellt samt IT-lösningar för de marknader som behövs för att säkerställa tillräckliga stödtjänster för balansering per elområde.

### **Utbyte av balanskapacitet**

I EB fastställs inget krav på att systemansvariga ska utbyta balanskapacitet men för de som vill eller redan gör det ska berörda systemansvariga ta fram ett förslag som innehåller de gemensamma regler och processer som gäller för utbytet och upphandlingen av balanskapaciteten.

Samtliga systemansvariga ska också ta fram ett förslag på en lista för standardprodukter för balanskapacitet för reserverna FRR och RR, som sedan ska användas vid utbytet av balanskapacitet eller vid ett användande av balanskapacitet.

De krav i förordningen som kräver ett externt godkännande listas i tabell 30.



**Tabell 30.** Externa godkännanden eller rapporteringar.

Artikel	Krav	Status	Statuskod
25.2	De systemansvariga ska utarbeta ett förslag till en förteckning över standardprodukter för balanskapacitet för FRR och RR.	Den 17 juni 2020 godkände ACER förteckningen över standardprodukter. Metoden ska vara implementerad senast den 17 december 2021. Implementering pågår men är försenad.	Försenad
33	Två eller flera systemansvariga som utbyter eller skulle vilja utbyta balanskapacitet ska utarbeta ett förslag om inrättandet av gemensamma och harmoniserade regler och processer för utbyte och upphandling av balanskapacitet.	Den 5 augusti 2020 godkände ACER de nordiska systemansvarigas förslag för utbyte av balanskapacitet för aFRR. Förslaget ska vara implementerat senast den 5 augusti 2021, om de nordiska tillsynsmyndigheterna har ansett att resultaten från paralleldriften för den flödesbaserade kapacitetsberäkningsmetoden för dagen före fungerar så som föreskrivs i kapacitetsberäkningsmetoden. Eftersom implementeringen av kapacitetsberäkningsmetoden är försenad får inte utbyte av balanskapacitet för aFRR med de godkända upphandlingsreglerna påbörjas. Implementeringen kan därmed inte slutföras.	Försenad
33	Två eller flera systemansvariga som utbyter eller skulle vilja utbyta balanskapacitet ska utarbeta ett förslag om inrättandet av gemensamma och harmoniserade regler och processer för utbyte och upphandling av balanskapacitet.	Den 3 september 2021 lämnade Svenska kraftnät och den danska systemansvariga Energinet in ett förslag för utbyte av balanskapacitet för FCR till Ei och den danska tillsynsmyndigheten. Inget beslut har fattats.	Pågående
34	Systemansvariga ska tillåta leverantörer av balanstjänster att överföra sina skyldigheter att tillhandahålla balanskapacitet. Undantag från den här regeln är möjlig om avtalsperioden är mindre än en vecka.	Den 17 juni 2020 godkände ACER de nordiska systemansvarigas ansökan om att inte tillåta en leverantör av balanstjänster att överföra sina skyldigheter för aFRR till någon annan utanför elområdet. Undantaget börjar gälla när utbytet av aFRR mellan de nordiska systemansvariga påbörjas.	Försenad

*Implementeringen av den nordiska aFRR-marknaden:* Syftet med etablerandet av en gemensam nordisk aFRR-marknad är att uppnå en mer koordinerad och resurseffektiv dimensionering av tillgängliga aFRR-resurser. Detta för att bättre kunna hantera obalanser per elområde. Idag säkerställs inte

i förväg att den aFRR-kapacitet som upphandlas kan aktiveras utifrån tillgänglig överföringskapacitet mellan elområden. På den nordiska aFRR-kapacitetsmarknaden kommer upphandlingen ta hänsyn till förväntad tillgänglig överföringskapacitet och också reservera överföringskapacitet i de fall detta är samhällsekonomiskt försvarbart (se kommande avsnitt om beräkning och reservering av överföringskapacitet).

Genomförandet av den nordiska aFRR-marknaden pågår och marknaden förväntas införas under 2022. Implementeringen av aFRR-marknaden är beroende av hur implementeringen av paralleldriften av den nordiska flödesbaserade kapacitetsberäkningen fortlöper. Detta beroende är inte ett tekniskt krav utan det är EB som fastställer att reservering av överföringskapacitet, som behövs för att kunna utbyta aFRR-balanskapacitet, ska beräknas utifrån den kapacitetsberäkningsmetod som fastställs utifrån CACM. Som tidigare har nämnts är implementeringen av den nordiska kapacitetsberäkningen försenad, vilket innebär att implementeringen av den nordiska aFRR-marknaden inte kan slutföras.

*Implementeringen av standardprodukter:* Implementeringen av standardprodukter för balanskapacitet skulle ha skett i samband med att den nordiska aFRR-marknaden driftsattes, vilket var tänkt att ske under året 2021. Eftersom implementeringen av den nordiska aFRR-marknaden inte kan avslutas, är implementeringen av standardprodukterna för balanskapacitet försenad.

### **Beräkning och reservering av överföringskapacitet**

För att kunna utbyta balanskapacitet för FRR och RR, som beskrevs i avsnittet ovan, behöver det vid tiden för utbytet finnas tillgänglig överföringskapacitet mellan elområdena. Antingen finns det tillgänglig överföringskapacitet från intradagsmarknaden eller så kan de systemansvariga i förväg reservera överföringskapacitet. De systemansvariga ges utifrån EB möjlighet att använda tre olika metoder för reservering:

- > Samoptimerad tilldelningsprocess
- > Marknadsbaserad tilldelningsprocess
- > Tilldelningsprocess baserad på analys av ekonomisk effektivitet

Syftet med metoderna är att optimera användningen av överföringskapaciteten genom att jämföra hur mycket överföringskapaciteten är värd på de olika delmarknaderna. Skillnaden mellan den samoptimerade tilldelningsprocessen och den marknadsbaserade tilldelningsprocessen är att faktiska marknadsvärden används i den samoptimerade tilldelningsprocessen medan uppskattade marknadsvärden används i den sistnämnda.

Den samoptimerade tilldelningsprocessen ska tas fram gemensamt av samtliga systemansvariga medan de andra två tilldelningsprocesserna får tas fram av berörda systemansvariga inom varje kapacitetsberäkningsregion. Svenska kraftnät har, tillsammans med övriga systemansvariga inom kapacitetsberäkningsregion Norden, Hansa och Baltikum, valt att inte utarbeta en tilldelningsprocess baserad på analys av ekonomisk effektivitet. Inom kapacitetsberäkningsregion Hansa kommer inte heller en marknadsbaserad tilldelningsprocess att tas fram.

När det kommer till utbyte av FCR-balanskapacitet får ingen reservering göras förutom på likströmssammanlänknings. Vid utbyte av FCR-balanskapacitet ska överföringskapaciteten säkerställas genom den driftsäkerhetsmarginal som fastställs utifrån CACM.

Systemansvariga inom varje kapacitetsberäkningsregion ska också utarbeta en metod för att beräkna överföringskapaciteten mellan elområden, för utbyte av balansenergi eller för nettningen av obalanser mellan elområden. Syftet med en gemensam beräkningsmetod är att säkerställa att så mycket tillgänglig överföringskapacitet som möjligt kan användas.

De krav i förordningen som kräver ett externt godkännande listas i tabell 31.

**Tabell 31.** Externa godkännanden eller rapporteringar.

Artikel	Krav	Status	Statuskod
37.3	De systemansvariga i kapacitetsberäkningsregion Norden ska ta fram ett förslag till metod för beräkning av kapacitet mellan elområden för balanstidsramen.	Metoden är under framtagande och ska lämnas in till berörda tillsynsmyndigheter senast den 17 december 2022. Implementering pågår.	Pågående
37.3	De systemansvariga i kapacitetsberäkningsregion Hansa ska ta fram ett förslag till metod för beräkning av kapacitet mellan elområden för balanstidsramen.	Metoden är under framtagande och ska lämnas in till berörda tillsynsmyndigheter senast den 17 december 2022. Implementering pågår.	Pågående
37.3	De systemansvariga i kapacitetsberäkningsregion Baltikum ska ta fram ett förslag till metod för beräkning av kapacitet mellan elområden för balanstidsramen.	Metoden är under framtagande och ska lämnas in till berörda tillsynsmyndigheter senast den 17 december 2022. Implementering pågår.	Pågående
38.1	Två eller flera systemansvariga får ta fram ett förslag om att få	Den 5 augusti 2020 godkände ACER de nordiska systemansvarigas förslag till att få	Avslutad

Artikel	Krav	Status	Statuskod
	använda en av tilldelningsprocesserna för att reservera överföringskapacitet.	använda den marknadsbaserade tilldelningsprocessen för reservering av överföringskapacitet för utbyte av balanskapacitet för aFRR.	
38.3	Alla systemansvariga ska gemensamt utveckla ett förslag för att harmonisera metoden för den marknadsbaserade tilldelningsprocessen för kapacitet mellan elområden.	Metoden för att harmonisera den marknadsbaserade tilldelningsprocessen är under framtagande och ska lämnas till ACER senast den 17 december 2022.	Pågående
40.1	Alla systemansvariga ska gemensamt utarbeta ett förslag till metod för en samoptimerad tilldelningsprocess.	Den 17 juni 2020 godkände ACER metoden för en samoptimerad tilldelningsprocess. Implementering pågår.	Pågående
41.1	De systemansvariga i kapacitetsberäkningsregionen Norden får utarbeta ett förslag till en metod för den marknadsbaserade tilldelningsprocessen för kapacitet mellan elområden.	Den 5 augusti 2020 godkände ACER metoden för en marknadsbaserad tilldelningsprocess för Norden. Förslaget ska vara implementerat senast den 5 augusti 2021, om de nordiska tillsynsmyndigheterna har ansett att resultaten från parallelldriften för den flödesbaserade kapacitetsberäkningsmetoden för dagen före fungerar så som föreskrivs i kapacitetsberäkningsmetoden. Eftersom implementeringen av kapacitetsberäkningsmetoden är försenad får inte metoden för en marknadsbaserad tilldelningsprocess användas. Implementeringen kan därmed inte slutföras.	Försenad
41.1	De systemansvariga i kapacitetsberäkningsregionen Baltikum får utarbeta ett förslag till en metod för den marknadsbaserade tilldelningsprocessen för kapacitet mellan elområden.	Den 13 augusti 2021 godkände ACER metoden för en marknadsbaserad tilldelningsprocess för Baltikum. Metoden ska vara implementerad när kapacitetsberäkningsmetoden för dagen före är implementerad.	Försenad

*Implementeringen av den marknadsbaserade tilldelningsprocessen för Norden:* Den marknadsbaserade tilldelningsprocessen kommer att användas för den nordiska kapacitetsmarknaden för aFRR, som ännu inte är

implementerad (se avsnittet om utbyte av balanskapacitet). Implementering av metoden pågår.

*Implementeringen av den marknadsbaserade tilldelningsprocessen för Baltikum:* Implementering av metoden pågår.

### **Hantering av obalanser och avräkning**

Avräkningsperioden, det vill säga den tidsperiod för vilka obalanserna avräknas, ska enligt EB vara 15 minuter och gälla från och med den 17 december 2020. Det finns möjlighet att ansöka om undantag från kravet, dock som längst fram till den 1 januari 2025. Syftet med en 15 minuters avräkningsperiod är bland annat att skapa bättre förutsättningar för att kunna balansera elsystemet när mer intermittent förnybar energi tillförs elsystemet.

Hur obalanskostnaderna för en balansansvarig avräknas skiljer sig åt inom unionen. Det finns enhetlig obalansprissättning (enprisavräkning) och dubbelobalansprissättning (tvåprisavräkning). Huvudregeln i EB är att enpris ska användas. För att avräkning av obalanser ska ske på ett enhetligt, rättvist och objektivet sätt inom unionen, ska de systemansvariga ta fram ett förslag där avräkningen harmoniseras.

Avräkning sker inte enbart mellan den systemansvariga och den balansansvariga parten utan avräkning sker också mellan systemansvariga. Det här beror bland annat på att utbyte av balansenergi eller balanskapacitet mellan medlemsstater sker mellan de systemansvariga. För att få enhetliga avräkningsregler inom unionen ska de systemansvariga ta fram förslag för hur avräkningen ska ske för olika utbyten.

De krav i förordningen som kräver ett externt godkännande listas i tabell 32.

**Tabell 32.** Externa godkännanden eller rapporteringar.

Artikel	Krav	Status	Statuskod
44.3	Ytterligare avräkningsmekanism.	Den 24 juni 2021 godkände Ei förslaget till ytterligare avräkningsmekanism. Förslaget är implementerat.	Avslutad
50.1	Alla systemansvariga ska gemensamt ta fram avräkningsregler för avsiktliga energitbyten.	Den 15 juli 2020 godkände ACER avräkningsreglerna för de systemansvariga, för de avsiktliga energitbyten som sker mellan dem. Avräkningsreglerna ska implementeras när Svenska kraftnät ansluter sig till aFRR- och mFRR-plattformarna.	Pågående

Artikel	Krav	Status	Statuskod
50.3 och 51.1	Systemansvariga inom synkronområdet Norden ska ta fram gemensamma avräkningsregler för avsiktliga samt oavsiktliga energiutbyten.	Den 16 april 2020 godkände Ei avräkningsreglerna för de systemansvariga inom synkronområdet Norden för de avsiktliga och oavsiktliga energiutbyten som sker mellan dem. Avräkningsreglerna är implementerade.	Avslutad
50.4	Alla asynkront anslutna systemansvariga ska ta fram gemensamma avräkningsregler för de avsiktliga energiutbyten som sker mellan synkronområden.	Den 26 maj 2020 godkände Ei avräkningsreglerna för de avsiktliga energiutbyten som sker mellan synkronområden. Avräkningsreglerna är implementerade.	Avslutad
51.2	Alla asynkront anslutna systemansvariga ska ta fram gemensamma avräkningsregler för de oavsiktliga energiutbyten som sker mellan synkronområden.	Den 19 december 2019 godkände Ei avräkningsreglerna för de oavsiktliga energiutbyten som sker mellan synkronområden. Avräkningsreglerna är implementerade.	Avslutad
52.2	Alla systemansvariga ska ta fram ett förslag för harmoniseringen av de viktigaste särdragen för avräkning av obalanser.	Den 15 juli 2020 godkände ACER förslaget för harmoniseringen av de viktigaste särdragen för avräkning av obalanser. Förslaget är implementerat.	Avslutad
62.2 d	Systemansvariga har möjlighet att ansöka om undantag från att behöva införa avräkningsperioden för obalanser.	Den 11 mars 2021 godkände Ei ansökan om undantag från införandet av 15 minuters avräkningsperiod för obalanser. Undantag gäller till och med den 21 maj 2023.	Pågående

*Implementeringen av enprisavräkning och en position:* Den 1 november 2021 införde Svenska kraftnät enprisavräkning och en position. Det här innebär att alla balansansvariga parter kommer att få samma obalanspris oavsett riktning för deras obalans, i förhållande till elsystemets totala obalans.

Obalansavräkningen kommer också att baseras på den balansansvarigas nettoposition och inte som tidigare på förbrukning och produktion var för sig. Vid införandet av enprisavräkning ersattes också den gamla avgiftsstrukturen som funnits sedan 2010. Den nya avgiften har en tydligare uppdelning av vilka kostnader som täcks av vilken komponent i avgiften, därmed skapas tydligare incitament och en rättvisare kostnadsfördelning.

*Undantag från 15 minuters avräkningsperiod för obalanser:* Den 11 mars 2021 godkände Ei Svenska kraftnäts ansökan om undantag från införandet av

15 minuters avräkningsperiod för obalanser. Undantaget gäller till och med den 21 maj 2023.

Orsaken till undantaget är bland annat att en kortare avräkningsperiod kräver en högre grad av automatisering i kontrollrummet, vilket inte finns då mycket av arbetet idag sker manuellt. Den nordiska mFRR-energiaktiveringsmarknaden (nuvarande reglerkraftmarknaden) behöver automatiseras och utvecklas genom t.ex. funktioner som elektronisk aktivering av bud och automatisk budfiltrering. Implementering av 15 minuters avräkningsperiod kräver också i viss utsträckning mätvärden med 15 minuters upplösning. Nuvarande lagstiftning stipulerar att alla mätare ska kunna registrera mätvärden med 15 minuters upplösning senast vid ingången av mätåret 2025. Det pågår ett arbete bland landets nätägare att säkerställa att samtliga mätare klarar av detta krav till år 2025. Flera marknadsaktörer har därför påtalat att en senareläggning av införandet av 15 minuters avräkningsperiod är positivt för att underlätta arbetet med utbytet av mätare.

### **Offentliggörande av information**

EB fastställer vilken information som t.ex. systemansvariga ska offentliggöra. Bland annat uppges att

- > information om den nuvarande systembalansen för den systemansvarigas planeringsområde ska offentliggöras senast 30 minuter efter realtid
- > information om alla bud på balansenergi per planeringsområde ska offentliggöras senast 30 minuter efter utgången av den relevanta marknadstidsenheten
- > information om erbjudna volymer och priser för upphandlad balanskapacitet ska offentliggöras senast en timme efter det att resultatet av upphandlingen har meddelats anbudsgivaren.

Det är möjligt att ansöka om undantag från att behöva offentliggöra enskilda priser och volymer av balanskapacitet eller bud på balansenergi, om det kan motiveras av skäl som gäller farhågor för marknadsmissbruk.

Systemansvariga ska offentliggöra den information som fastställs i EB senast den 17 december 2019 på transparentplattformen, som har etablerats i enlighet med förordning (EU) nr 543/2013 om inlämnande och offentliggörande av uppgifter på elmarknaden och om ändring av bilaga 1 till Europaparlamentets och rådets förordning (EG) nr 714/2009.

De krav i förordningen som kräver ett externt godkännande listas i tabell 33.

**Tabell 33.** Externa godkännanden eller rapporteringar.

Artikel	Krav	Status	Statuskod
12.4	En systemansvarig kan avstå från att offentliggöra uppgifter om erbjudna priser och volymer av balanskapacitet eller bud på balansenergi, om det kan motiveras av skäl som gäller farhågor för marknadsmissbruk och om det inte är till skada för väl fungerande elmarknader. Ett avsteg från att inte publicera enskilda uppgifter kräver ett godkännande från berörd tillsynsmyndighet.	Den 11 november 2021 godkände Ei undantag från publicering av uppgifter om enskilda bud, som avser erbjudna priser och volymer för balanskapacitet för aFRR, FCR-N och FCR-D samt erbjudna priser och volymer för balansenergi för mFRR. Svenska kraftnät ska årligen rapportera till Ei om de förutsättningar som ligger till grund för undantaget.	Pågående

*Implementeringen av offentliggörande av information:* Den 11 november 2021 godkände Ei Svenska kraftnäts ansökan om undantag från publicering av uppgifter om enskilda bud, som avser erbjudna priser och volymer för balanskapacitet för aFRR, FCR-N och FCR-D samt erbjudna priser och volymer för balansenergi för mFRR.

Orsaken till undantaget är att Svenska kraftnät anser att det föreligger en risk för marknadsmissbruk då marknadskoncentrationen på berörda marknader är hög.

Svenska kraftnät publicerar i övrigt den information som föreskrivs i EB på transparentplattformen.

### 3.3.3 Drift, nödsituationer och återuppbyggnad

För att säkerställa driftsäkerhet och ett effektivt utnyttjande av det sammanlänkande elsystemet finns en riktlinje för driften av överföringssystemet, SO. För att förhindra att incidenter sprids och förvärras samt för att säkerställa att de förmågor, verktyg och anläggningar som krävs för att återuppbygga överföringssystemet är på plats, finns nätföreskriften ER.



## 3.3.3.1 SO – drift av överföringssystem

Enligt Svenska kraftnäts samlade bedömning är implementeringen av merparten av de krav som ställs i kommissionsförordningen om drift (SO) försenade. Det gäller bland annat implementeringen av systemdrifttillstånd, driftsäkerhetsanalyser samt datautbyte. Svenska kraftnät har för närvarande ingen tidplan för när kraven kommer vara helt implementerade. Status för de områden som bedömts i SO visas i tabell 34.

**Tabell 34.** Status för SO\*

Område	Avslutad	Pågående	Försenad	Ej påbörjad
Systemdrifttillstånd och driftsäkerhetsgränser	-	-	X	-
Datautbyte	-	-	X	-
Nätmodeller för driftsäkerhetsanalyser och avbrottsplanering	-	-	X	-
Driftsäkerhetsanalys	-	-	X	-
Avbrottsplanering	-	-	X	-
Dimensioneringsregler	-	-	X	-
Förkvalificering för FRR och FCR	-	-	X	-

\* Kryss i flera rutor innebär att implementeringen har kommit olika långt för kraven området omfattar

SO trädde i kraft den 14 september 2017, med undantag för artiklarna 41-53 om datautbyte, vilka ska tillämpas från och med den 14 mars 2019. Den del av artikel 54.4 som berör kraftproduktionsmoduler (artikel 41.2 i Rfg) ska tillämpas från den 17 april 2019 och den del som berör förbrukningsanläggningar och distributionssystem (artikel 35.2 i DCC) ska tillämpas från den 18 september 2019.

Syftet med SO är att säkerställa driftsäkerhet, frekvenskvalitet och ett effektivt utnyttjande av det sammanlänkande elsystemet.

Svenska kraftnäts efterlevnad av SO beskrivs utifrån följande områden vilka dock inte täcker hela förordningen:

- > Systemdrifttillstånd och driftsäkerhetsgränser
- > Datautbyte
- > Nätmodeller
- > Driftsäkerhetsanalys

- > Avbrottsplanering
- > Dimensioneringsregler
- > Förkvalificering för FRR och FCR

På samma sätt som för anslutningsförordningarna påverkar det faktum att stora förbruknings- och produktionsanläggningar ansluter till distributionssystemen istället för till överföringssystemet Svenska kraftnäts möjlighet att uppfylla kraven i SO (se mer utvecklad text i det inledande avsnittet om anslutning). Detta gör att det krävs omfattande samverkan och överenskommelser mellan Svenska kraftnät och systemansvariga för distributionssystem för att kraven ska kunna uppfyllas.

### Systemdrifftillstånd och driftsäkerhetsgränser

Systemdrifftillstånden beskriver överföringssystemets status utifrån ett driftsäkerhetsperspektiv. Fem tillstånd finns definierade: normaldrifftillstånd, skärpt drifftillstånd, nöddrifftillstånd, nätsammanbrott och återuppbyggnadstillstånd – se figur 7. Hantering av nöddrifftillstånd, nätsammanbrott och återuppbyggnadstillstånd fastställs i ER.

#### Systemdrifftillstånden

Normaldrifftillstånd	Skärpt drifftillstånd	Nöddrifftillstånd	Nätsammanbrott	Återuppbyggnadstillstånd
Inom driftsäkerhetsgränser	Inom driftsäkerhetsgränser	Utom någon driftsäkerhetsgräns	Minst 50 % förbrukning frånkopplad	Har varit i nätsammanbrott
Åtgärder tillräckliga Klarar N-1	Åtgärder otillräckliga N-1 klaras ej	Aktiverat systemskyddsplan	Spänningslöst 3 minuter i kontrollområdet	Aktiverat återbyggnadsplan

**Figur 7** Schematisk bild över systemdrifftillstånden, fullständig definition ges i SO.

Svenska kraftnät ska övervaka och fastställa överföringssystemets systemdrifftillstånd i realtid. Övervakningen ska ske för åtminstone följande parametrar:

- > Flöden av aktiv och reaktiv effekt.
- > Spänningar i samlingskenan.
- > Frekvensregleringsfel och inställningsfel vid frekvensåterställning i det egna kontrollområdet för lastfrekvensreglering.

- > Reserver av aktiv och reaktiv effekt.
- > Produktion och belastning.

Systemdrifftillståndet fastställs genom att analysera oförutsedda händelser minst var 15:e minut, övervaka parametrarna a till e och jämföra dem med gränserna för driftsäkerhet samt kriterierna för systemdrifftillstånd. Om överföringssystemet inte är i normaldrifftillstånd ska angränsande systemansvariga underrättas.

Systemansvarig ska fastställa gränserna för driftsäkerhet för varje element i sitt överföringssystem, genom att ta hänsyn till de fastställda spänningsgränserna, gränserna för kortslutningsström samt gränserna för termisk belastningsförmåga och tidsbegränsad tillåten överlast. Den dynamiska stabiliteten ska också övervakas och bedömas för att identifiera stabilitetsgränser samt möjliga stabilitetsproblem i överföringssystemet. Den dynamiska stabiliteten ska också bedömas samordnat med nordiska systemansvariga.

En förteckning över oförutsedda händelser ska upprättas. Förteckningen ska innehålla såväl interna som externa oförutsedda händelser i det egna observerbarhetsområdet, och bedöma om någon av dessa oförutsedda händelser äventyrar driftsäkerheten i kontrollområdet. Förteckningen ska upprättas genom att använda den metod som tagits fram för detta (se avsnitt om driftsäkerhetsanalys). De oförutsedda händelserna ska användas vid simuleringar av överföringssystemet, då riskerna för att systemet inte klarar N-1 kriteriet ska bedömas.

Svenska kraftnät ska hålla överföringssystemet i normaldrifftillstånd eller så snabbt som möjligt återföra det till normaldrifftillstånd om systemet hamnar utanför driftsäkerhetsgränserna. Överträdelser av driftsäkerhetsgränser ska hanteras genom att utforma, förbereda och aktivera avhjälpande åtgärder. De mest ändamålsenliga och effektiva avhjälpande åtgärderna ska användas. De kategorier av avhjälpande åtgärder som kan användas finns listade i förordningen. Det kan handla om åtgärder i det egna nätet, som till exempel ändring av varaktigheten av ett avbrott, eller en tjänst som upphandlas, som till exempel motköp. Om systemansvarig behöver använda andra avhjälpande åtgärder än de som är listade för att upprätthålla driftsäkerheten, ska detta rapporteras och motiveras till tillsynsmyndigheten.

*Implementeringen av systemdrifftillstånd:* Svenska kraftnät har kartlagt de olika systemdrifftillstånden och upprättat rutiner för hur de ska hanteras. Övervakning sker kontinuerligt eller minst var 15:e minut inom tre områden och tillsammans bestämmer de det aktuella systemdrifftillståndet:

- > Mätdata från driftparametrar i realtid (överlast, balansering, spänning, frekvensstabilitet).
- > Oförutsedda händelser och tillgången till avhjälpande åtgärder samt reserver.
- > Tillgång till kritiska IT-system.

Generellt sett är vissa av kraven gällande systemdrifttillstånden uppfyllda, medan implementering pågår med andra. Idag identifieras systemdrifttillståndet till stor del utifrån manuella rutiner. Det återstår arbete inom områden så som automatiserade beräkningar och stöd för bedömning av systemdrifttillstånd, kvalitetssäkring av data samt verktyg och larmhantering när överföringssystemet är utanför normaldrifttillstånd. Detta arbete pågår just nu och förväntas vara helt implementerat i driften år 2025.

*Implementering av driftsäkerhetsgränser:* Svenska kraftnät har påbörjat arbetet med att anpassa de operativa processerna kring spänningshållning och spänningsreglering efter de kraven. Det finns definierade spänningsintervall på stationsnivå inom vilka operatörerna i kontrollrummet vidtar åtgärder för att hålla spänningen inom. Det finns även definierat vilka åtgärder som skall vidtas i olika systemdrifttillstånd för att säkerställa att systemet återgår till ett normaldrifttillstånd efter till exempel en oförutsedd händelse. Det återstår arbete med att i realtid övervaka spänningsnivåer som uppnås efter en oförutsedd händelse.

Eftersom spänningshållning och reaktiva effektlöden är lokala storheter i kraftsystemet är det viktigt med koordinering mellan systemansvariga och systemansvariga för distributionssystemet. Historiskt har nollutbyte varit prioriterat och grundtanken har varit att vardera parten sköter sin egen reaktiva balans på respektive spänningsnivå. Risker med detta synsätt är att reaktiva resurser på lägre spänningsnivåer riskerar att inte komma överföringssystemet till nytta och därmed förbi outnyttjade. Svenska kraftnät har initierat flertal initiativ för de reaktiva resurser som finns på lägre spänningsnivåer tillgängliggörs överföringssystemet, som regelverket ställer krav på att systemansvariga ska göra. Det återstår även arbete beträffande spänningsreglering och reaktiv effekt för betydande nätanvändare.

Inom ramen för Systemforum (se vidare i stycket samarbete mellan systemansvariga för överföringssystem och distributionssystem i avsnittet om elmarknadsförordningen) har beslut tagits om att starta en arbetsgrupp spänning och reaktiv effekt för att öka samordningen mellan systemansvariga för överföringssystem och distributionssystem.

Kortslutningsströmmar övervakas inte kontinuerligt i enlighet med kraven. Det finns idag inga planerade åtgärder för att uppfylla kravet.

Svenska kraftnät hanterar upprätthållandet av effektflöden inom gränser för driftsäkerhet i stort sett i enlighet med kraven. Detta görs genom att driftsäkra överföringskapaciteter fastställs inför driftdygnet och vid avbrottsanalyser som sedan upprätthålls i drifttimmen. Operatörer hanterar effektflöden vid normaldrift och efter uppkomsten av oförutsedda händelser genom att följa den fastställda driftinstruktionen som beskriver vilka åtgärder som får användas i olika systemdrifttillstånd. Det som återstår är att gränsdata för nätelement kan behöva kvalitetssäkras för att med säkerhet uppfylla artikeln.

Överföringskapaciteter bestäms i huvudsak genom analyser av termiska överlast och spänningskollaps samt även i viss utsträckning genom dynamiska analyser vid förberedande av överföringskapaciteter. Det som återstår är att i högre grad beakta dynamiska och till viss mån lokala spänningsproblem för att säkerställa upprätthållandet av effektflöden inom driftsäkerhetsgränser.

Den dynamiska stabiliteten övervakar Svenska kraftnät genom exempelvis dynamiska analyser vid avbrottsanalys och med analyser av nätet på lång sikt. Det som också återstår för att kunna uppfylla kraven är att det saknas en fungerande nordisk gemensam nätmodell för att utföra de samordnade dynamiska analyser som artikeln föreskriver. Det pågår samarbetsprojekt mellan de nordiska systemansvariga där metod och verktyg är under utveckling för att räkna på dynamisk stabilitet och möjliggöra nordisk samordning.

Svenska kraftnät har tagit fram så kallade felfallslistor, men de uppfyller inte kraven för den förteckning över oförutsedda händelser som ska tas fram i enlighet med SO. De oförutsedda händelserna behöver kategoriseras och exceptionella felfall ska tilldelas riskfaktorer. Dessa ska definieras, värderas och övervakas. För att få en komplett lista av interna och externa oförutsedda händelser behövs tydliga definitioner av kontroll- och observerbarhetsområde, vilka inte finns idag. Svenska kraftnät behöver också upprätta realtidsutbyte med andra systemansvariga samt den regionala säkerhetssamordnaren för potentiella och pågående oförutsedda händelser.

Svenska kraftnät ska även förbereda avhjälpan åtgärder för att hålla överföringssystemet inom normaldrifttillstånd även om en oförutsedd händelse inträffar. Svenska kraftnät har påbörjat arbetet med att tolka kraven.

## Datautbyte

För en säker drift behövs löpande information om de anläggningar som samverkar i elsystemet. Det här ska säkerställas genom datautbyte mellan berörda aktörer. Datautbytet behöver struktureras och utvecklas i takt med att produktionsmixen förändras samt att överföringssystemen mellan medlemsländerna allt mer kopplas samman.

Alla systemansvariga ska komma överens om viktiga organisatoriska krav, roller och ansvarsområden när det gäller datautbyte. Syftet är att samma övergripande regelverk och definitioner ska gälla för alla överförings- och distributionssystem samt betydande nätanvändare inom unionen. På så sätt underlättas det utbyte som krävs mellan systemansvariga, ett utbyte som också omfattar data från distributionssystemen och betydande nätanvändare.

Nationella, mer detaljerade krav gällande omfattning, format och uppdateringsfrekvenser av datautbyte mellan Svenska kraftnät, systemansvariga för distributionssystem och betydande nätanvändare ska också fastställas. Svenska kraftnät ska komma överens med berörda systemansvariga för distributionssystem om ändamålsenliga, effektiva och proportionella processer för tillhandahållande och hantering av inbördes datautbyten – inbegripet när detta krävs för effektiv nät drift – samt tillhandahållande av data om distributionssystem och betydande nätanvändare.

De krav i förordningen som kräver ett externt godkännande listas i tabell 35.

**Tabell 35.** Externa godkännanden eller rapporteringar.

Artikel	Krav	Status	Statuskod
40.5	Varje systemansvarig ska, i samordning med de andra systemansvariga för distributionssystem samt de betydande nätanvändarna, fastställa tillämpligheten för och omfattningen av datautbyte.	Den 28 november 2019 beslutade Ei om föreskrifter om fastställande av krav på datautbyte mellan elnätsföretag och betydande nätanvändare (EIFS 2019:7).	Försenad
40.6	Alla systemansvariga ska komma överens om viktiga organisatoriska krav, roller och ansvarsområden när det gäller datautbyte.	Den 17 januari 2019 godkände Ei förslaget om viktiga organisatoriska krav, roller och ansvarsområden för datautbyte. Förslaget ska implementeras direkt efter godkännandet.	Försenad

*Implementeringen av datautbyte:* Ei har tagit fram en föreskrift som fastställer krav på datautbyte mellan systemansvariga för distributionssystem och betydande nätanvändare. Föreskriften kompletterar bestämmelserna kring

datautbytet i SO och fastställer de nationella krav som är nödvändiga för att uppfylla syftet med datautbytet. Det innebär att datautbytesartiklarna i SO måste läsas parallellt med föreskriften för att den kompletta kravbilden ska erhållas. Föreskriften hanterar att SO är framtagen utifrån det faktum att det är systemansvariga som driver hela överföringssystemet i de flesta medlemsländer inom unionen. Delar av det vi i Sverige legalt kallar distributionssystem (70 – 130 kV) är i andra länder en del av överföringssystemet. Detta komplicerar datautbytet av strukturdata, plandata och realtidsdata, eftersom Svenska kraftnät inte har anslutningsavtal med alla berörda betydande nätanvändare. Svenska kraftnäts observerbarhetsområde utgörs därför till stor del av regionnät. Datautbyte som är kravställt mellan betydande nätanvändare och överföringssystemet i SO måste därför ändras till krav på datautbyte mellan betydande nätanvändare i observerbarhetsområdet.

En stor del av datautbytet som kravställs är sedan tidigare redan etablerat. Dock saknas exempelvis strukturdata och realtidsmätvärden från vindkraftsanläggningar som är anslutna i distributionsnäten, dit varken ägaren eller anslutande systemansvarig har någon kommunikationskanal. Det som behöver åtgärdas är såväl begränsningar hos aktörerna som hos Svenska kraftnät. Dels krävs investeringar och processförändringar hos aktörerna, vilket tar tid att genomföra. Dels har Svenska kraftnät i vissa fall inte möjlighet att ta emot data eftersom de stödsystem som krävs saknas eller är under utveckling.

Utifrån den gemensamma metod som systemansvariga tagit fram avseende organisatoriska krav, roller och ansvarsområden när det gäller datautbyte, och som godkänts av alla tillsynsmyndigheter, ska Svenska kraftnät utveckla de system som möjliggör datautbyte mellan systemansvariga, systemansvariga för distributionssystem och betydande nätanvändare. Detta utifrån de förutsättningar som berörda parter har enats om. Arbetet sker därför med hjälp av flera arbetsgrupper bestående av representanter från berörda marknadsaktörer. Arbetsgruppernas överenskommelser om processer och format dokumenteras i rapporter. Hittills har följande rapporter tagits fram på området:

- > Rapport - Strukturinformation för datautbytet - Processer, format och vägledning för utbyte av systemdriftinformation<sup>29</sup>
- > Rapport - Informationssäkerhet för datautbyte av systemdriftinformation<sup>30</sup>

---

<sup>29</sup> <https://www.svk.se/siteassets/2.utveckling-av-kraftsystemet/systemansvar-och-elmarknad/kraftsystemhubben/slutrapport---strukturinformation-for-datautbytet-v-1.0.pdf>

<sup>30</sup> <https://www.svk.se/siteassets/2.utveckling-av-kraftsystemet/systemansvar-och-elmarknad/kraftsystemhubben/informationssakerhet-for-datautbyte-av-systemdriftinformation-.pdf>

- > Rapport - Statisk kraftsystemmodell - Processer, format och vägledning för datautbyte av systemdriftinformation<sup>31</sup>
- > Rapport - Avbrottsplaner - Processer, format och vägledning för datautbyte av systemdriftinformation<sup>32</sup>
- > Tidsplan för publicering av delrapporter<sup>33</sup>
- > Rapport - Införande av krav, processer och vägledning för datautbyte av systemdriftinformation<sup>34</sup>
- > Realtidsdata - Processer, format och vägledning för datautbyte av systemdriftinformation<sup>35</sup>

För att kunna uppfylla Ei:s föreskrift om datautbyte måste aktörerna följa de instruktioner och format som anges i de dokument som Svenska kraftnät publicerat.

Svenska kraftnäts datautbyte med systemansvariga för distributionssystem och betydande nätanvändare är tänkt att hanteras i Kraftsystemhubben<sup>36</sup>, som just nu är under framtagande. Datautbytet ska fungera i alla skeden, så som strukturering, planering, drift och uppföljning. Det innebär till exempel:

- > parameterdata för kraftsystemmodeller
- > produktions- och förbrukningsplaner
- > realtidsdata
- > stödtjänstleveranser
- > uppföljning av stödtjänstleveranser.

I arbetet med Kraftsystemhubben ingår att förtydliga processer, format och hur ofta data ska levereras. Detta arbete sker i samordning med de externa aktörerna. För ett fungerande utbyte av realtidsdata krävs säkra

---

<sup>31</sup> [https://www.svk.se/siteassets/2.utveckling-av-kraftsystemet/systemansvar-och-elmarknad/kraftsystemhubben/rapport\\_kraftsystemmodell.pdf](https://www.svk.se/siteassets/2.utveckling-av-kraftsystemet/systemansvar-och-elmarknad/kraftsystemhubben/rapport_kraftsystemmodell.pdf)

<sup>32</sup> <https://www.svk.se/siteassets/2.utveckling-av-kraftsystemet/systemansvar-och-elmarknad/kraftsystemhubben/avbrottsplaner---processer-format-och-vagledning-v1.1.pdf>

<sup>33</sup> <https://www.svk.se/siteassets/2.utveckling-av-kraftsystemet/systemansvar-och-elmarknad/kraftsystemhubben/tidsplan-for-publicering-av-delrapporter.pdf>

<sup>34</sup> <https://www.svk.se/siteassets/2.utveckling-av-kraftsystemet/systemansvar-och-elmarknad/kraftsystemhubben/rapport---inforande-av-krav-processer-och-vagledning-for-datautbyte.pdf>

<sup>35</sup> <https://www.svk.se/siteassets/2.utveckling-av-kraftsystemet/systemansvar-och-elmarknad/kraftsystemhubben/realtidsdata---processer-format-och-vagledning-v1.0.pdf>

<sup>36</sup> [Kraftsystemhubben | Svenska kraftnät \(svk.se\)](https://www.svk.se)



fiberförbindelser samt möjlighet att leverera data i ett av Svenska kraftnäts godkända protokoll. I Kraftsystemhubben ska systemansvariga för distributionssystem kunna registrera berörda betydande nätanvändare, inklusive förbrukningsanläggningar. En första version av Kraftsystemhubben planeras att kunna tas i drift under 2022 med utbyte av strukturdata och realtidsdata. Det kommer ta flera år, kanske ända till 2028, innan data levereras på ett enhetligt och systematiskt sätt från alla berörda betydande nätanvändare, eftersom nödvändiga åtgärder behöver anpassas till anläggningsägarnas revisionsplaner, där hänsyn till andra prioriteringar kan vara nödvändiga.

För de betydande nätanvändare som ligger utanför observerbarhetsområdet håller Svenska kraftnät på att etablera ett arbetssätt där dessa ska identifieras av anslutande systemansvariga för distributionssystem, som ansvarar för att informera de betydande nätanvändarna om gällande krav och vilken data som ska levereras till Svenska kraftnät. Det behövs mindre mängd data från de betydande nätanvändarna som ligger helt utanför observerbarhetsområdet.

När det gäller datautbyte med de förbrukningsanläggningar som ligger inom observerbarhetsområdet, men som inte är direkt anslutna till överföringssystemet, behövs utveckling av arbetssättet. Dessa förbrukningsanläggningar ligger i de systemansvariga för distributionssystemens nät vilket medför att Svenska kraftnät inte har någon egen kontakt med dessa anläggningar. När de är identifierade kan inblandade parter komma överens om hur datautbytet ska gå till. Nätägaren kan t.ex. agera ombud och då göra nödvändiga registreringar i Kraftsystemhubben.

### **Nätmodeller**

Som tidigare har beskrivits ska gemensamma nätmodeller användas för kapacitetsberäkning till förhandsmarknaden och för kapacitetsberäkning för dagen före- och intradagsmarknaden. Gemensamma nätmodeller ska också användas för de driftsäkerhetsanalyser och avbrottsplanering som systemansvariga behöver göra. Genom att använda gemensamma nätmodeller får systemansvariga en bättre översikt över det sammanhängande överföringssystemet och kan därmed bättre säkerställa försörjningstryggheten.

Utifrån SO fastställs att systemansvariga gemensamt ska ta fram förslag till metod som beskriver hur de gemensamma nätmodellerna för tidsramarna året före-, dagen före- samt intradag ska tas fram, utifrån varje systemansvarigs individuella nätmodell. En nätmodell för veckan före behöver bara tas fram om de systemansvariga bedömer att en sådan är nödvändig för driftsäkerheten.

De krav i förordningen som kräver ett externt godkännande listas i tabell 36.

**Tabell 36.** Externa godkännanden eller rapporteringar.

Artikel	Krav	Status	Statuskod
67.1 och 70	Alla systemansvariga ska tillsammans utarbeta ett förslag till en metod för att bygga de gemensamma året före-, dagen före- och intradagsnätmodellerna från de individuella nätmodellerna.	Den 5 september 2018 godkände Ei metoden för att bygga de gemensamma nätmodellerna.	Försenad

*Implementeringen av gemensamma nätmodellen:* Se avsnittet i CACM om kapacitetsberäkning.

### **Driftsäkerhetsanalyser**

Långsiktiga och kortsiktiga driftsäkerhetsanalyser ska enligt SO utföras av de systemansvariga. Långsiktiga driftsäkerhetsanalyser ska göras för tidsramarna året före, medan de kortsiktiga driftsäkerhetsanalyserna ska göras för tidsramarna dagen före och intradag. Analyser för veckan före kan göras men är inget krav.

Driftsäkerhetsanalyserna ska genomföras genom att varje systemansvarig i en N-1-situation simulerar varje oförutsedd händelse från den förteckning av interna och externa oförutsedda händelser i det egna observerbarhetsområdet, som den systemansvariga ska ha upprättat enligt SO. Den systemansvariga ska också i en N-1-situation kontrollera att de gränser för driftsäkerheten som fastställts enligt SO inte överskrids i det egna kontrollområdet.

Driftsäkerhetsanalyserna ska baseras på gemensamma nätmodeller. Resultaten från analyserna ska delas med åtminstone de systemansvariga, vars element ingår i den systemansvarigas observerbarhetsområde och som påverkas av analysen.

Om en systemansvarig upptäcker begränsningar i sina driftanalyser för tidsramen året före, ska avhjälpande åtgärder utformas. För begränsningar som upptäcks i analyserna för tidsramarna dagen före-, intradag och nära realtid, ska den systemansvariga förbereda och aktivera avhjälpande åtgärder med andra berörda systemansvariga och ibland även med systemansvariga för distributionssystem samt betydande nätanvändare.

För att öka försörjningstryggheten inom unionen ska driftsäkerhetsanalyserna också samordnas. De systemansvariga ska därför ta fram en metod för samordning av driftsäkerhetsanalyserna. Metoden syftar till att standardisera driftsäkerhetsanalyserna åtminstone per synkronområde. Metoden ska bland annat innehålla vilka överträdelser som ska samordnas regionalt, vilka oförutsedda händelser (och därmed risknivå) som ska användas, hur

avhjälpande åtgärder ska samordnas samt vilket datautbyte som krävs för samordningen.

De krav i förordningen som kräver ett externt godkännande listas i tabell 37.

**Tabell 37.** Externa godkännanden eller rapporteringar.

Artikel	Krav	Status	Statuskod
75.1	Alla systemansvariga för överföringssystem ska tillsammans utarbeta ett förslag till en metod för att samordna driftsäkerhetsanalysen.	Den 19 juni 2019 godkände ACER förslaget om metod för att samordna driftsäkerhetsanalysen.	Försenad
76	Gemensamma bestämmelser för regional driftsäkerhetssamordning för kapacitetsberäkningsregion Norden.	Den 16 oktober 2020 godkände Ei metoden.	Försenad
76	Gemensamma bestämmelser för regional driftsäkerhetssamordning för kapacitetsberäkningsregion Hansa.	Den 23 december 2020 godkände Ei metoden.	Försenad
76	Gemensamma bestämmelser för regional driftsäkerhetssamordning för kapacitetsberäkningsregion Baltikum.	Den 16 oktober 2020 godkände Ei metoden.	Försenad

I varje kapacitetsberäkningsregion ska de systemansvariga utarbeta ett förslag på bestämmelser för hur driftsäkerheten i regionen ska samordnas. Förslaget ska bland annat innehålla

- > hur ofta en samordnad driftsäkerhetsanalys för intradag ska genomföras
- > hur ofta den gemensamma nätmodellen ska uppdateras av den regionala säkerhetssamordnaren
- > en metod för utarbetande av avhjälpande åtgärder som ska hanteras på ett samordnat sätt.

Bestämmelser ska tillämpas av den regionala säkerhetssamordnaren och de systemansvariga.

*Implementering av nya krav för genomförande av driftsäkerhetsanalyser:* Driftsäkerhetsanalyserna ska baseras på gemensamma nätmodeller för tidsramarna året före, dagen före och intradag. Som beskrivits tidigare kan Svenska kraftnät idag bara ta fram individuella nätmodeller för tidsramen

dagen före. Hos den regionala säkerhetskamordnaren pågår arbetet med att sammanfoga de individuella nätmodellerna till en gemensam nätmodell. Svenska kraftnät arbetar även med att ta fram individuella nätmodeller för tidsramarna intradag och året före. Det här beräknas vara på plats under 2022. Eftersom arbetet med nätmodellerna för året-före är försenat har arbetet med att utföra interna driftsäkerhetsanalyser baserat på gemensamma nätmodeller inte påbörjats.

Svenska kraftnät gör idag driftsäkerhetsanalyser baserade på de individuella nätmodellerna för tidsramen dagen före. Analysen baseras därmed inte på den gemensamma nätmodellen, som är kravet enligt SO. Driftsäkerhetsanalysen görs idag utifrån en förteckning av oförutsedda händelser men förteckningen uppfyller inte alla de krav som föreskrivs i SO. Svenska kraftnät har t.ex. ännu inte fastställt oförutsedda händelser utifrån observerbarhetsområdet.

I driftsäkerhetsanalyserna beaktas främst överträdelser av driftsäkerhetsgränserna med avseende på överlast, spänning och dynamisk stabilitet, vilket beror på att Svenska kraftnät idag inte övervakar alla driftsäkerhetsgränser för alla tidshorisonter som fastställs i SO. Svenska kraftnät delar en del resultat av sina driftsäkerhetsanalyser med berörda aktörer men inte fullt ut enligt de krav som finns i SO. Det beror bland annat på att en förteckning utifrån observerbarhetsområdet inte finns på plats samt att rutiner och processer för en systematisk delning av information ännu inte tagits fram.

Avhjälpande åtgärder ska utformas, förberedas och aktiveras om driftsäkerhetsanalyserna för de olika tidsramarna uppvisar begränsningar i överföringssystemet. Svenska kraftnät arbetar tillsammans med den nordiska säkerhetskamordnaren för att ta med avhjälpande åtgärder i driftsäkerhetsanalyserna. Förbättrade processer behövs kring antaganden om vilka som förväntas vara tillgängliga i drifttimmen, hur dessa ska modelleras samt hur dessa ska beaktas i realtidsprocesserna. Förenklade processer kring planering och användning av avhjälpande åtgärder bedöms kunna sättas i drift under 2022. Mycket arbete kvarstår dock för att uppfylla de fullständiga kraven enligt SO.

*Implementering av observerbarhetsområde:* Svenska kraftnät har fastställt observerbarhetsområdet men det uppfyller inte kraven, då det utelämnar definitionen av Svenska kraftnäts horisontella observerbarhetsområde (dvs. det som ligger utanför landets gränser). Svenska kraftnät behöver ta in mätvärden och analysera oförutsedda händelser inom observerbarhetsområdet för att kunna övervaka driftsäkerheten. Historiska händelser pekar också på att det horisontella observerbarhetsområdet är större än dagens uppmätta område.

Innan ett horisontellt observerbarhetsområde kan fastställas behöver arbetet med bland annat nätmodellerna fortskrida ytterligare och en lämplig algoritm behöver tas fram.

*Implementering av samordnade driftsäkerhetsanalyser:* Implementering av metoden pågår nu inom ramen för implementeringen av regional driftsäkerhetssamordning.

*Implementering av regional driftsäkerhetssamordning för Norden:* Det är den nordiska driftsäkerhetssamordnaren som ska genomföra driftsäkerhetsanalyser för den nordiska kapacitetsberäkningsregionen. Just nu pågår arbetet med att göra driftsäkerhetsanalyser för tidsramen dagen före. Analyserna kommer i ett första skede att beakta termiska överträdelser inom regionen. En lista med vilka överträdelser av termiska driftsäkerhetsgränser som kan förväntas uppstå ska tas fram. Andra driftsäkerhetsparametrar kommer under en lång tid främst att behöva beaktas lokalt hos varje systemansvarig. Den första färdiga analysen förväntas vara på plats under 2022. Därefter är planen att implementera avhjälpande åtgärder och analyser för tidsramen intradag. Det pågår också ett arbete med att utveckla ett IT-system för driftsäkerhetssamordningen.

*Implementering av regional driftsäkerhetssamordning för Hansa och Baltikum:* Ingen implementering har ännu påbörjats.

### **Samordnad avbrottsplanering**

För att kunna utveckla, förnya och utföra underhållsarbete på överföringssystemet, samtidigt som driftsäkerheten säkerställs, krävs en samordnad avbrottsplanering. Eftersom ett avbrott kan få påverkan även utanför en systemansvarigs kontrollområde ska samordning ske mellan systemansvariga, systemansvariga för distributionssystem och betydande nätanvändare, när dessa avbrott får konsekvenser för gränsöverskridande flöden som påverkar driftsäkerheten i överföringssystemet.

Alla systemansvariga i en region för samordnad avbrottsplanering ska, tillsammans med den regionala säkerhetssamordnaren, enligt SO ta fram ett förfarande för hur avbrottsplanering ska samordnas. Bland annat ska förfarandet omfatta frekvens och omfattning av samordningen för åtminstone tidsramarna året före och veckan före samt användningen av de bedömningar som gjorts av den regionala säkerhetssamordnaren.

Regioner för samordnad avbrottsplanering ska minst motsvara kapacitetsberäkningsregionerna. Om det uppstår någon motsägelse i avbrottsplaneringen inom eller mellan de olika regionerna, ska alla systemansvariga och regionala säkerhetssamordnare i dessa regioner samordna sig för att lösa eventuella oförenligheter.

Alla systemansvariga ska utarbeta en metod, åtminstone per synkronområde, för att bedöma vilka kraftproduktionsmoduler, förbrukningsanläggningar samt nätelement som ska omfattas av kraven i SO, för samordnad avbrottsplanering. Dessa kallas med ett gemensamt begrepp för relevanta tillgångar. Metoden grundas på kvalitativa bedömningar och kvantitativa beräkningar. En förutsättning för kvantitativa beräkningar är de gemensamma nätmodellerna för året före. Förteckningar över de relevanta tillgångarna ska tas fram inom respektive region och uppdateras en gång per år, medan de kvantitativa beräkningarna ska ske minst var tredje år. Förteckningarna ska tillgängliggöras i avsedd modul på ENTSO-E:s datamiljö för driftplanering och berörda tillsynsmyndigheter ska bli informerade om förteckningarna.

Avbrottsplaner på de relevanta tillgångar som metoden resulterar i ska tillgängliggöras i avsedd modul på ENTSO-E:s datamiljö för driftplanering för överenskomna tidsramar och därefter löpande uppdateras.

Den regionala säkerhetssamordnaren ska utföra driftsäkerhetsberäkningar på avbrottsplaner på relevanta tillgångar för åtminstone året före. En förutsättning för att kunna utföra dessa driftsäkerhetsberäkningar är de gemensamma nätmodellerna för året före.

Utöver överenskomna tidsramar där samordnad avbrottskoordinering ska genomföras, ska systemansvariga analysera kommande tre års avbrottsplaner från betydande nätanvändares relevanta tillgångar.

Systemansvariga ska ha rutiner för att hantera oplanerade avbrott och uppdatering av befintliga avbrott för relevanta tillgångar.

De krav i förordningen som kräver ett externt godkännande listas i tabell 38.

**Tabell 38.** Externa godkännanden eller rapporteringar.

Artikel	Krav	Status	Statuskod
84.1	Alla systemansvariga ska ta fram en metod för att bedöma relevansen av tillgångar för samordnad avbrottsplanering.	Den 19 juni 2019 beslutade ACER om förslaget. Metoden ska vara implementerad senast den 19 september 2019. Implementering pågår.	Försenad

*Implementering av avbrottsplanering:* På nationell och regional nordisk nivå finns sedan länge ett etablerat samarbete kring avbrottsplanering mellan Svenska kraftnät, systemansvariga för distributionssystem, betydande nätanvändare och övriga nordiska systemansvariga. Det finns ett nordiskt avbrottsverktyg för att koordinera, identifiera och åtgärda oförenligheter i den regionala avbrottsplaneringen mellan nordiska systemansvariga. Dessa

samarbeten uppfyller många av de krav som SO ställer på koordinering inom regionen.

Det pågår arbeten lokalt hos Svenska kraftnät, nordiskt och i europeiska arbetsgrupper, för att anpassa arbetssätt och IT-stöd för att fullt ut kunna hantera kraven för en effektiv samordnad avbrottsplanering av relevanta tillgångar, enligt SO.

Svenska kraftnät arbetar med att införa avsedd modul på ENTSO-E:s datamiljö för driftplanering, där förteckning över relevanta tillgångar och deras avbrottsplaner ska tillgängliggöras. Svenska kraftnät och övriga nordiska systemansvariga anser i dagsläget att denna inte fullt ut lever upp till kraven för avbrottsplanering. Till exempel visar inte ENTSO-E:s verktyg hur ett avbrott påverkar överföringskapaciteten mellan elområden. Nordiska systemansvariga kommer därför parallellt att fortsätta nyttja befintligt nordiskt avbrottsverktyg. Systematiskt utbyte av avbrottsplaner för nordiska relevanta tillgångar sker genom regelbundna exporter från nordiskt avbrottsverktyg till avsedd modul på ENTSO-E:s datamiljö för driftplanering.

Svenska kraftnät har tagit fram en förteckning över en delmängd av de relevanta tillgångar som ska omfattas av den samordnade avbrottsplaneringen enligt SO. En anledning till att en komplett förteckning inte har kunnat tas fram är att den gemensamma nätmodellen för året före inte finns tillgänglig än (se avsnitt i CACM om kapacitetsberäkning).

När den nordiska regionala säkerhetssamordnaren har utfört kvantitativa beräkningar på de gemensamma nätmodellerna för året före, kommer antalet identifierade relevanta tillgångar att öka. Relevanta tillgångar som kan komma att identifieras är t.ex. kärnkraftverk samt vattenkraftverk och nätelement på distributionsnät, som har en placering nära en gränsförbindelse inom eller utanför den nordiska regionen. Detta i sin tur ställer krav på att det finns ett fullgott IT-stöd för att kunna utbyta avbrottsplaner med hög kvalitet mellan systemansvariga, systemansvariga för distributionssystem, betydande nätanvändare och de regionala säkerhetssamordnarna. Idag utbyts avbrottsplaner på olika sätt och i olika system på nationell, regional och europeisk nivå. På Svenska kraftnät är dessa olika system ännu inte integrerade, vilket är en förutsättning för SO:s krav kring avbrottsplanering.

Utöver de befintliga system som beskrivs i stycket ovan saknas i dagsläget IT-stöd för att kunna hantera utbytet av avbrottsplaner mellan Svenska kraftnät, systemansvariga för distributionssystem och betydande nätanvändare som kommer inneha relevanta tillgångar. Detta utbyte ska hanteras i Kraftsystemhubben, som är under framtagande.

Svenska kraftnät arbetar med utveckling av lokalt avbrottsverktyg för integration med nordiskt avbrottsverktyg, avsedd modul på ENTSO-E:s

datamiljö för driftplanering samt kommande Kraftsystemhubben. Dessa integrationer är en förutsättning för att Svenska kraftnät ska kunna hantera relevanta tillgångar fullt ut med en effektiv samordnad avbrottsplanering, enligt krav i SO.

Den regionala säkerhetssamordnaren utför ännu inte driftsäkerhetsberäkningar på kommande års avbrottsplaner. Arbetet pågår med hur det ska realiseras när väl de gemensamma nätmodellerna för året före finns tillgängliga samt hur systemansvariga ska använda sig av dessa bedömningar.

Eftersom relevanta tillgångar ännu inte finns utpekade utanför överföringssystemet, är inte kraven att analysera kommande tre års avbrottsplaner, från betydande nätanvändares relevanta tillgångar, implementerade enligt SO. Däremot är detta en arbetsuppgift som sedan länge utförts av Svenska kraftnät på ett liknande sätt, för de kraftproduktionsmoduler och förbrukningsanläggningar som har stor påverkan på överföringssystemet.

Att fullt ut implementera metoden för att identifiera de relevanta tillgångarna kräver således att arbetet med nätmodeller färdigställs samt möjligheten att utbyta avbrottsplaner mellan olika berörda aktörer och IT-stöd är förverkligade. Detta arbete pågår men implementeringen av SO:s krav kring avbrottsplanering är fördröjt på grund av dessa beroenden. I takt med att nätmodellerna samt möjligheterna till utbyte av data implementeras kommer också Svenska kraftnät fullt ut kunna implementera alla SO:s krav kring avbrottsplanering.

### **Dimensioneringsregler**

Alla systemansvariga i ett synkronområde ska åtminstone en gång per år bedöma den reservkapacitet för FCR som krävs för synkronområdet. Hur mycket reservkapacitet för FCR som krävs, ska fastställas utifrån de dimensioneringsregler som ska finnas i driftavtalet för synkronområdet. Hur stor andel varje systemansvarig ska tillhandhålla fastställs i SO.

Dimensioneringsregler för FRR ska också tas fram av alla systemansvariga inom kontrollblocket för lastfrekvensreglering och ska utgöra en del av driftavtalet för kontrollblocket.

De krav i förordningen som kräver ett externt godkännande listas i tabell 39.



**Tabell 39.** Externa godkännanden eller rapporteringar.

Artikel	Krav	Status	Statuskod
153.2	Alla systemansvariga i ett synkronområde ska i driftavtalet för synkronområdet ange dimensioneringsregler för FCR.	Den 7 mars 2019 godkände Ei dimensioneringsreglerna för FCR. Reglerna är implementerade.	Avslutad
157.1	Alla systemansvariga i ett synkronområde ska i driftavtalet för synkronområdet ange dimensioneringsregler för FRR.	Den 11 juni 2019 godkände Ei dimensioneringsreglerna för FRR. Reglerna är inte implementerade. Dessa ska implementeras när Svenska kraftnät övergått från en frekvensbaserad balansering per synkronområde, till att hantera obalanser per elområde, och när kapacitetsmarknaderna för aFRR och mFRR finns på plats.	Försenad

*Implementeringen av dimensioneringsreglerna för FCR:* Dimensionering av FCR sker idag enligt SO och de dimensioneringsregler som Ei godkänt.

*Implementeringen av dimensioneringsreglerna för FRR:* I det nordiska systemdriftsavtalet finns en beskrivning av hur dimensioneringen ska göras idag. Den dimensioneringen följer inte de dimensioneringsregler som Ei godkänt och uppfyller inte fullt ut SO. Det är en övergångslösning som ska gälla fram till och med övergången till att obalanser hanteras per elområde och införandet av kapacitetsmarknaderna för aFRR och mFRR. Enligt tidplanen ska dessa regler vara uppfyllda under 2024.

### **Förkvalificering för FRR och FCR**

För att en leverantör ska kunna delta i handel med FCR och FRR krävs att berörd enhet eller grupp för respektive reserv uppfyller tekniska krav om t.ex. uthållighet och aktiveringstid. De tekniska kraven för både FCR och FRR återfinns i SO. För FCR har systemansvariga i ett synkronområde rätt att i driftavtalet för området gemensamt föreslå ytterligare egenskaper som krävs för att säkerställa driftsäkerheten i synkronområdet.

Att en leverantör uppfyller de tekniska kraven ska fastställas i en förkvalificeringsprocess. Det är de systemansvariga som ska fastställa processen för hur förkvalificeringen ska genomföras. Leverantörerna ska förkvalificeras på nytt åtminstone vart femte år om de tekniska kraven, utrustningskraven eller utrustningen har ändrats, och om den utrustning som rör aktivering av frekvenshållningsreserver moderniseras.

De krav i förordningen som kräver ett externt godkännande listas i tabell 40.

**Tabell 40.** Externa godkännanden eller rapporteringar.

Artikel	Krav	Status	Statuskod
154.2	Alla systemansvariga i ett synkronområde ska ha rätt att i driftavtalet för synkronområdet ange gemensamma ytterligare egenskaper för FCR.	Den 14 december 2019 godkände Ei de gemensamma ytterligare egenskaperna för FCR. Den 12 november 2020 godkände Ei ändringar av egenskaperna för FCR. Svenska kraftnät planerar att tillsammans med övriga nordiska systemansvariga skicka in en ny ändringsbegäran under 2022.	Försenad
156.10	Alla systemansvariga i ett synkronområde ska utarbeta ett förslag om minsta aktiveringsperiod som ska säkerställas av leverantörer av FCR.	Den 7 oktober 2021 godkände Ei förslaget om minsta aktiveringsperiod.	Försenad
156.11	Alla systemansvariga i synkronområdena för kontinental Europa och Norden ska föreslå antaganden och metod för kostnadsnyttoanalys, för att bedöma tidsperiod för aktivering av frekvenshållningsreserver under skärpt drifttillstånd.	Den 14 mars 2019 godkände Ei förslaget. Kostnadsnyttoanalysen ska användas när förslaget om minsta aktiveringsperiod för FCR ska tas fram utifrån artikel 156.10 i SO (se ovan).	Avslutad

*Implementeringen av förkvalificeringen:* Svenska kraftnät har tagit fram en beskrivning av förkvalificeringsprocessen som återfinns på Svenska kraftnäts webbplats.<sup>37</sup> I förkvalificering utvärderar Svenska kraftnät inkomna förkvalificeringar för FCR och FRR. Utvärderingen sker dels genom att leverantören ombeds skicka in en skriftlig ansökan som beskriver berörd enhet eller grupp, dels genom testresultat utifrån ett specificerat testprogram. Baserat på det inskickade materialet görs en bedömning om de tekniska krav som fastställts är uppfyllda.

Den 14 december 2019 godkände Ei ytterligare tekniska krav för FCR. Därefter har Ei under 2020 godkänt en ändring av de tekniska kraven. Förkvalificeringen av FCR, som sker idag, utgår från de krav som fastställs i SO och de ytterligare krav som Ei har godkänt. Svenska kraftnät har ännu inte kunnat förkvalificera alla enheter eller grupper som idag levererar FCR.

<sup>37</sup> <https://www.svk.se/aktorsportalen/systemdrift-emarknad/information-om-stodtjanster/forkvalificering/>

Vidare pågår det ett nordiskt arbete med att revidera de tekniska kraven för FCR och Svenska kraftnät planerar att under 2022 lämna in en ny ändringsbegäran, för att få de tekniska kraven ändrade.

För FRR pågår omfattande arbete på nordisk och europeisk nivå, kopplat främst till de europeiska plattformarna för handel med aFRR och mFRR. De pågående förändringarna kommer att införlivas i förkvalificeringsprocessen i takt med att de träder i kraft.

### 3.3.3.2 ER – nödsituationer och återuppbyggnad

Enligt Svenska kraftnäts samlade bedömning håller merparten av de krav som ställs i kommissionsförordningen om nödsituationer och återuppbyggnad (ER) på att implementeras men är försenade. Det som är försenat är bland annat att systemskyddsplanen och återuppbyggnadsplanen inte är kompletta samt att provningsplanen inte godkänts av Energimarknadsinspektionen. Arbetet med att komplettera systemskydds- och återuppbyggnadsplanen pågår och målsättningen är att de ska vara färdiga under 2023. Status för de områden som bedömts i ER visas i tabell 41.

**Tabell 41.** Status för ER\*

Område	Avslutad	Pågående	Försenad	Ej påbörjad
Systemskyddsplan	-	-	X	-
Återuppbyggnadsplan	-	-	X	-
Samspel med marknaden	X	-	-	-
Informationsutbyte och kommunikation	X	-	-	-
Överensstämmelseprovning	-	-	X	-

\* Kryss i flera rutor innebär att implementeringen har kommit olika långt för kraven området omfattar

ER trädde i kraft den 24 november 2017 och ska tillämpas omgående, förutom artiklarna 15.5-15.8, artikel 41 samt artikel 42.1, 42.2 och 42.5, som ska tillämpas den 18 december 2022.

Syftet med förordningen är att värna om driftsäkerheten genom att förhindra att en incident sprids eller förvärras, och därmed undvika en omfattande störning och ett nätsammanbrott. ER syftar vidare till att stärka och harmonisera de förmågor, anläggningar och verktyg som de systemansvariga inom EU använder sig av för att hantera och samordna sig vid

systemdrifttillstånden nöddrift, nätsammanbrott och återuppbyggnad. Generellt innehåller kommissionsförordningarna krav och möjligheter som hänger ihop och som kan användas i systemskydds- och återuppbyggnadsplan. Vissa av dessa förmågor ställs det exempelvis krav på i kommissionsförordningarna för anslutning.

ER ställer också krav på simuleringar och provning av förmågorna för att säkerställa en tillförlitlig, effektiv och snabb återuppbyggnad av överföringssystemen, från nöddrifttillstånd eller nätsammanbrott till normaldrifttillstånd.

En systemskyddsplan och en återuppbyggnadsplan ska utformas, där de förmågor som ska användas under nöddrifttillstånd respektive återuppbyggnadstillstånd beskrivs. Planerna bör tas fram med hjälp av en trestegsmetod: en utformningsfas som består i att definiera detaljinhållet i planen, en genomförandefas som består i att utveckla och installera alla nödvändiga hjälpmedel och tjänster för aktivering av planen, och en aktiveringsfas som består i att använda en eller flera av planens åtgärder i verklig drift.

Svenska kraftnäts efterlevnad av ER beskrivs utifrån följande områden:

- > Systemskyddsplan
- > Återuppbyggnadsplan
- > Samspel med marknaden
- > Informationsutbyte och kommunikation
- > Överensstämmelseprovning

### **Systemskyddsplan**

Varje systemansvarig ska senast den 18 december 2018 utforma en systemskyddsplan i samråd med berörda systemansvariga för distributionssystem, betydande nätanvändare, nationella tillsynsmyndigheter, angränsande systemansvariga och systemansvariga i samma synkronområde.

Systemskyddsplanen ska innehålla åtgärder för att återställa systemet till skärpt drifttillstånd eller normaldrifttillstånd efter en störning som försatt överföringssystemet i nöddrifttillstånd. Nöddrifttillstånd kan inträffa vid större störningar i elnätet, exempelvis om flera större produktionsanläggningar blir tvungna att kopplas bort från nätet. Systemskyddsplanen ska ses över vid behov eller åtminstone vart femte år.

Exempel på åtgärder i systemskyddsplanen är

- > automatisk reglerplan för under- och överfrekvensreglering

- > spänningssammanbrott
- > förfarande för hantering av frekvensavvikelse
- > spänningsavvikelse
- > effektflöde
- > möjligheten för systemansvariga att begära hjälp med aktiv effekt i händelse av bristande tillräcklighet i kontrollområde.

Här finns även bestämmelser gällande manuell förbrukningsbortkoppling.

Svenska kraftnät kan begränsa omfattningen och tiden för elavbrott genom att koppla bort förbrukning från elnätet. Kontrollerad förbrukningsfrånkoppling ger ofta de nödvändiga förutsättningarna att hantera och begränsa större störningar i överföringssystemet och upprätthålla leveranssäkerheten.

Om det skulle visa sig finnas för lite aktiv effekt inom ett kontrollområde för tidsramarna dagen före och intradag, får en systemansvarig begära hjälp med aktiv effekt före ett eventuellt tillfälligt stopp av marknadsaktiviteter. Det kan handla om effekt från en valfri leverantör av balanstjänster, betydande nätanvändare som finns i det egna kontrollområdet eller andra systemansvariga för överföringssystem.

*Implementering av systemskyddsplan:* Svenska kraftnäts systemskyddsplan beslutades i december 2018 och innehåller en beskrivning av de åtgärder som då fanns på plats och som klassas som systemskyddstjänster. Den beslutade systemskyddsplanen uppfyller dock inte alla krav i förordningen varför ett arbete initierats med att ta fram en uppdaterad systemskyddsplan. Arbetet pågår och målsättningen är att en uppdaterad systemskyddsplan ska publiceras under 2023.

Det som återstår i arbetet är att slutföra de analyser som krävs för att kunna besluta vilka åtgärder som ska ingå i systemskyddsplanen. Analyserna omfattar bland annat användningen av begränsat frekvenskänsligt läge, uppdatering av manuell förbrukningsfrånkoppling samt eventuell användning av blockering av lindningskopplare. Det ingår också i arbetet att se över hur hjälp med effekt kan utföras. Det slutliga innehållet i systemskyddsplanen är inte beslutat när detta skrivs.

Svenska kraftnät har tagit fram föreskriften SvKFS 2021:1, som innebär att reglerna för automatisk förbrukningsfrånkoppling förändras från den 18 december 2022. Funktionaliteten förbrukningsfrånkoppling är ett så kallat systemskydd, det vill säga att installerad utrustning övervakar systemet och aktiveras automatiskt och sekundsnabbt utifrån förbestämda tekniska och fysiska parametrar. Aktiveringen sker via reläskydd i regionnätägarnas nät och

utrustningen ägs och förvaltas av dem. Harmonisering av automatisk förbrukningsbortkoppling har skett inom Norden och EU.

Alla elnätsföretag ska genomföra förberedande åtgärder för förbrukningsfrånkoppling, i den omfattning som framgår av Svenska kraftnäts föreskrift om utrustning för förbrukningsfrånkoppling – SvKFS 2001:1. I föreskriften regleras också vad som gäller vid ett eventuellt genomförande.

Svenska kraftnät har interna rutiner som reglerar hur manuell förbrukningsfrånkoppling ska genomföras samt hur rapportering och åtgärder efter utförd frånkoppling ska ske. Det är Svenska kraftnät som avgör om manuell förbrukningsbortkoppling behöver vidtas och hur mycket som behöver kopplas bort. Vissa aktiveringsvillkor finns också i det nordiska systemdriftavtalet. De befintliga rutiner som finns för manuell förbrukningsfrånkoppling genomlysas i arbetet med systemskyddsplanen och kommer att uppdateras om så bedöms nödvändigt.

Hur hjälp med aktiv effekt, från en valfri leverantör av balanstjänster, betydande nätanvändare som finns i det egna kontrollområdet eller andra systemansvariga för överföringssystem, kan utföras ses över i arbetet med att uppdatera systemskyddsplanen.

### **Återuppbyggnadsplan**

Varje systemansvarig ska senast den 18 december 2018 utforma en återuppbyggnadsplan, i samråd med berörda systemansvariga för distributionssystem, betydande nätanvändare, nationella tillsynsmyndigheter, angränsande systemansvariga och systemansvariga i samma synkronområde.

Återuppbyggnadsplanen ska aktiveras då överföringssystemet är i nöddrifttillstånd, så snart systemet stabiliserats efter aktivering av systemskyddsåtgärderna eller då systemet drabbats av nätsammanbrott, dvs. då driften i hela eller delar av överföringssystemet avbryts, såsom det definieras i SO. Ö-drift kan uppstå spontant under vissa omständigheter vid nätsammanbrott.

Återuppbyggnadsplanen ska innehålla åtgärder för förnyad spänningssättning, i enlighet med en högnivåstrategi och en lågnivåstrategi. En högnivåstrategi innebär förnyad spänningssättning med hjälp från angränsande systemansvariga, medan en lågnivåstrategi innebär förnyad spänningssättning utan hjälp av angränsande systemansvariga. Lågnivåstrategin ska innehålla åtgärder för ö-drift. Återuppbyggnadsplanen ska ses över vid behov eller åtminstone vart femte år.

Exempel på fler åtgärder i återuppbyggnadsplanen är

- > Förfarande för förnyad spänningssättning
- > Förfarande för hantering av frekvensavvikelse

- > Förfarande för återsynkronisering.

*Implementering av återuppbyggnadsplan:* En första utgåva av återuppbyggnadsplan beslutades av Svenska kraftnät i december 2018, vilken omfattar de åtgärder som då fanns på plats och som klassas som återuppbyggnadstjänster. Planen uppfyller inte alla krav i förordningen, exempelvis en högnivåstrategi. Det pågår ett arbete för att komplettera återuppbyggnadsplanen. Den nuvarande bedömningen är att en ny återuppbyggnadsplan är klar under 2023.

Sedan den första återuppbyggnadsplanen beslutats har konceptet Starta Sverige kommit på plats. Starta Sverige är ett koncept för en återstart av överföringssystemet efter ett långvarigt driftuppehåll, vilket motsvarar en lågnivåstrategi i återuppbyggnadsplanen. Starta Sverige utvecklades under åren 2003-2007. Under 2017 och 2019 har Svenska kraftnät, tillsammans med de företag som har stamnätsabonnemang, övat och utbildat operatörer i Starta Sverige-konceptet. Svenska kraftnät har också stöttat företagen i att inventera vilka eventuella övriga åtgärder och anpassningar som behövs för införande av konceptet i berörda kontrollrumsverksamheter. Under 2020 och 2021 har Starta Sverige satts i förvaltning och kommer ingå i den uppdaterade återuppbyggnadsplanen. Starta Sverige innehåller en beskrivning av åtgärder vid spontan ö-drift. Då ö-drift spontant uppstår längre ned i nätet är detta ett ansvar för de systemansvariga för distributionssystemet. Även beskrivning av åtgärder för återsynkronisering av ö-driftområden finns i driftsinstruktionen.

Inom ramen för arbetet med att uppdatera återuppbyggnadsplanen arbetar Svenska kraftnät med en högnivåstrategi. I högnivåstrategin finns krav på att kunna göra dödnätsstart och förnyad spänningssättning, med hjälp av en angränsande systemansvarig. Krav finns på att Svenska kraftnät ska kunna lämna motsvarande hjälp till en angränsande systemansvarig, om det inte medför risk att själv hamna i nöddrift. En förnyad spänningssättning kan ske via NordBalt, en elförbindelse som förbinder Sverige och Litauen, vilket arbetas in i återuppbyggnadsplanen.

Det som återstår i arbetet är att slutföra de analyser som krävs för att kunna besluta vilka åtgärder som ska ingå i återuppbyggnadsplanen. Det slutliga innehållet i återuppbyggnadsplanen är inte beslutat när detta skrivs.

### **Informationsutbyte och kommunikation**

Systemansvariga har rätt att kräva in ytterligare information från systemansvariga för distributionssystem och betydande nätanvändare än vad som föreskrivs genom SO, när överföringssystemet är utanför normal eller skärpt drifttillstånd. De systemansvariga ska utbyta information om vilka omständigheter som föranlett det systemdrifttillstånd som överföringssystemet

befinner sig i och vilka potentiella problem som kräver assistans med aktiv effekt.

Ett system för röstkommunikation mellan berörda aktörer ska finnas, för att möjliggöra utbyte av den information som behövs för återuppbyggnadsplanen även under längre elavbrott.

*Implementering av informationsutbyte och kommunikation:* Svenska kraftnät har inom ramen för ER infört två olika kommunikations- och informationssystem.

För att tillgodose behovet av robust och redundant kommunikation använder Svenska kraftnät Rakel. Rakel är ett statligt kommunikationssystem som drivs av MSB och är anpassat för verksamheter med särskilt höga krav på säkerhet och robusthet. Rakel används både i det dagliga arbetet, i normal operationell drift, och under störningar.

Rakel kompletterar andra kommunikationssystem som används inom Svenska kraftnät. Rakel är byggt för att klara svåra väderförhållanden och långa elavbrott.

Som beskrivits under avsnittet om återuppbyggnadsplanen används konceptet Starta Sverige vid återuppbyggnad. Grundläggande för konceptet är trafikljussystemet och zonindelningen av kraftsystemet. Kraftsystemet har delats in i ett antal zoner för produktion och förbrukning. Zonerna ges olika färger beroende på vilka åtgärder som är tillåtna för pålastning i respektive zon. Röd färgindikering betyder att man inte får göra förändringar i produktion och förbrukning. Övriga färgindikeringar används för att styra storleken på den effekt som tillåts för pålastning i respektive zon.

Beroende på kraftsystemets nätstyrka under driftåteruppbyggnaden, styr Svenska kraftnäts kontrollrum takten för de externa företagens pålastning med trafikljusindikeringar, och skickar ut informationen via Rakel till företagens installerade trafikljusapplikation. Företagen kvitterar mottagna trafikljusförändringar och agerar utifrån den strategi som de utbildats och övats i. Trafikljussystemet ska också ersätta mycket av den talkommunikation som annars krävs vid en driftåteruppbyggnad och skapar då arbetsro i och mellan kontrollrummen.

### **Samspel med marknaden**

Systemansvariga ska endast tillfälligt avbryta marknadsaktiviteter och elmarknadens tillhörande processer, som en sista utväg. Villkor ska fastställas, enligt vilka transaktionerna på energimarknaden kan avbrytas och därefter återupptas.

De krav i förordningen som kräver ett externt godkännande listas i tabell 42.



**Tabell 42.** Externa godkännanden eller rapporteringar.

Artikel	Krav	Status	Statuskod
4.2.e	Reglerna för tillfälligt avbrytande och återupptagande av marknadsaktiviteter.	Ei fattade den 7 november 2019 beslut om att marknadsaktiviteter inte kommer att avbrytas (artikel 36.1) i enlighet med Svenska kraftnäts förslag.	Avslutad
4.2.f	Särskilda regler för avräkning av obalanser och avräkning av balansenergi.	Ei fattade den 7 november 2019 beslut om att, i händelse av avbrytande av marknadsaktiviteter, tillämpa samma regler för avräkning av obalanser samt avräkning av balanskapacitet och balansenergi som vid normal drift (artikel 39.1).	Avslutad

*Implementering av avbrytande av marknadsaktiviteter:* Svenska kraftnät har tagit fram ett förslag om avbrytande av marknadsaktiviteter, som Ei tagit beslut om. Beslutet innebär att marknadsaktiviteter inte kommer att avbrytas.

I händelse av att marknadsaktiviteter ändå måste avbrytas, har Ei beslutat om att samma regler som vid normalt systemdrifttillstånd ska gälla vid avräkning av obalanser och avräkning av balansenergi.

### Överensstämmelseprovning

Varje systemansvarig ska senast den 18 december 2019 utforma en provningsplan, i samråd med de systemansvariga för distributionssystemen, betydande nätanvändare, leverantörer av skyddstjänster och leverantörer av återuppbyggnadstjänster. Provningsplanen ska godkännas av tillsynsmyndigheten.

Provningsplanen syftar till att säkerställa funktionen på den utrustning och de förmågor som systemskydds- och återuppbyggnadsplanen innehåller, genom att förmågorna testas och bedöms. De förmågor som härstammar från kommissionsförordningarna för anslutning (RfG, DCC och HVDC) ska provas i enlighet med överensstämmelseprovningen i de förordningarna.

Provningsplanen ska minst omfatta en provning av:

- > Förmågor hos kraftproduktionsmoduler.
  - > Dödnätsstart, vart tredje år i enlighet med metoden i RfG.
  - > Snabb återsynkronisering. Ska ske efter ändring av relevant utrustning eller då aktivering av förmågan fallerat, i enlighet med metoden i RfG.

- > Förmågor hos förbrukningsanläggningar som tillhandahåller förbrukningsflexibilitet.
  - > Ändrad förbrukning, åtminstone varje år, i enlighet med metoden i DCC.
  - > Bortkoppling av förbrukning vid låg frekvens, inom en tidsperiod som ska fastställas nationellt, i enlighet med metoden i DCC.
- > Förmåga hos anläggningar för högspänd likström.
  - > Dödnätsstart, vart tredje år i enlighet med metoden i HVDC.
- > Överensstämmelse av reläer.
  - > Förmågan av reläer som används vid bortkoppling av låg frekvens, inom en tidsperiod som fastställs nationellt och i enlighet med metoden i HVDC.

De krav i förordningen som kräver ett externt godkännande listas i tabell 43.

**Tabell 43.** Externa godkännanden eller rapporteringar.

Artikel	Krav	Status	Statuskod
4.2.g	Provningsplanen	Provningsplanen lämnades in till Ei den 28 oktober 2020. Svenska kraftnät och Ei har inte varit överens om avgränsningen och dialog har pågått. Ei förväntas fatta ett beslut i februari 2022. Planen är inte godkänd.	Försenad

*Implementering av provningsplan:* Svenska kraftnät har tagit fram en provningsplan och skickat den till Ei för godkännande. Svenska kraftnät och Ei är inte överens om avgränsningen, diskussion pågår och planen är inte godkänd.