

# Nya EU-förordningar för el och naturgas

Innehåll och genomförande

**Energimarknadsinspektionen (Ei) är en myndighet med uppdrag att arbeta för väl fungerande energimarknader.**

**Det övergripande syftet med vårt arbete är att Sverige ska ha väl fungerande distribution och handel av el, fjärrvärme och naturgas. Vi ska också ta tillvara kundernas intressen och stärka deras ställning på marknaderna.**

**Konkret innebär det att vi har tillsyn över att företagen följer regelverken. Vi har också ansvar för att utveckla spelreglerna och informera kunderna om vad som gäller. Vi reglerar villkoren för de monopolföretag som driver elnät och naturgasnät och har tillsyn över företagen på de konkurrensutsatta energimarknaderna.**

**Energimarknaderna behöver spelregler – vi ser till att de följs.**

Energimarknadsinspektionen

Box 155, 631 03 Eskilstuna

Energimarknadsinspektionen R2018:10

Författare: Lena Jaakonanti, Elin Broström, Johan Roupe och Claes Vendel Nylander

Foto: Johnér, Elliot Elliot (elledning) / Mostphotos (gashatt)

Copyright: Energimarknadsinspektionen

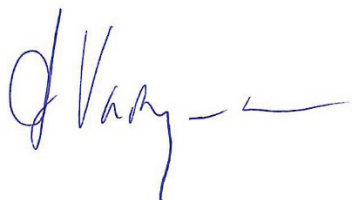
Rapporten är tillgänglig på [www.ei.se](http://www.ei.se)

# Förord

Energimarknadsinspektionen (Ei) fick i regleringsbrevet för 2018 i uppdrag att på ett enkelt sätt sammanfatta hur de nya EU-förordningarna och kompletterande regelverken på nationell nivå (inklusive myndighetsföreskrifter) kommer att påverka den svenska elmarknaden och dess aktörer. För naturgas ska Ei redovisa vidtagna och planerade åtgärder för att uppfylla de nya krav som följer av förordningarna.

Ei överlämnar härmed rapporten *Nya EU-förordningar för el och naturgas, innehåll och genomförande*.

Eskilstuna, juni 2018



Anne Vadasz Nilsson  
Generaldirektör



Lena Jaakonantti  
Analytiker

# Innehåll

<b>Sammanfattning</b> .....	<b>3</b>
<b>1 Inledning</b> .....	<b>7</b>
<b>2 Bakgrund och förutsättningar</b> .....	<b>10</b>
2.1 Utformningen av EU-regler på energiområdet.....	11
2.2 Processen för att ta fram och besluta om metoder och villkor.....	11
2.3 Kompletterande nationella föreskrifter.....	15
<b>3 Elmarknaden och de nya förordningarna</b> .....	<b>16</b>
3.1 Om elmarknaden .....	17
3.2 EU-förordningarna för el .....	24
3.3 Förordningen FCA.....	25
3.4 Förordningen CACM.....	32
3.5 Förordningen EB .....	45
3.6 Förordningen SO.....	53
3.7 Förordningen ER.....	62
3.8 Gemensamt för anslutningsförordningarna.....	67
3.9 Förordningen RfG.....	70
3.10 Förordningen DCC .....	75
3.11 Förordningen HVDC.....	79
<b>4 Naturgasmarknaden och de nya förordningarna</b> .....	<b>83</b>
4.1 Om naturgasmarknaden .....	85
4.2 Förordningen BAL .....	89
4.3 Förordningen TAR.....	92
4.4 Förordningen IO.....	94
4.5 Förordningarna CAM och CMP.....	95
<b>Bilaga 1 Om aktörerna</b> .....	<b>97</b>
<b>Bilaga 2 Det här får reglerna handla om - mandatet</b> .....	<b>102</b>
<b>Bilaga 3 Så togs förordningarna fram</b> .....	<b>104</b>
<b>Bilaga 4 Ei:s rapporter</b> .....	<b>109</b>

# Sammanfattning

## **Uppdraget**

Energimarknadsinspektionen (Ei) fick i regleringsbrevet för år 2018 i uppdrag att på ett enkelt sätt sammanfatta hur de nya EU-förordningarna och de kompletterande regelverken på nationell nivå kommer att påverka den svenska elmarknaden och dess aktörer. För naturgas var uppdraget att redovisa vidtagna och planerade åtgärder för att uppfylla de nya krav som följer av förordningarna.

## **Inre marknad för energi genom nya förordningar**

Idag finns en gemensam marknad för el och gas inom EU. Det tredje inre marknads paketet beslutades år 2009. Genom detta fastställdes en process för att ta fram detaljerade regler (EU-förordningar) inom vissa områden för att öka den gränsöverskridande handeln mellan medlemsstaterna i EU. De områden inom vilka regler kan tas fram är bland annat driftsäkerhet, anslutning till näten, balanshantering och kapacitetstilldelning. Reglerna har sedan utvecklats av Europeiska kommissionen, ACER och tillsynsmyndigheterna samt transmissionsnätsföretagen och deras samarbetsorganisation ENTSO (för el respektive gas). Under arbetet har marknadens aktörer kunnat lämna synpunkter. Förordningarna har sedan beslutats och trätt i kraft.

Förordningarna anger de metoder och villkor som ska utarbetas av transmissionsnätsföretagen och de nominerade elmarknadsoperatörerna (NEMO) för att uppfylla syftena med förordningarna. Förslagen till metoder och villkor prövas av tillsynsmyndigheterna som tar ställning till om de uppfyller förordningarnas syften och överensstämmer med de generella principer som anges i dessa. En del metoder och villkor är beslutade, men det kommer att ta tid innan alla metoder och villkor som ska beslutas är prövade och genomförda.

Det är tillsynsmyndigheterna, transmissionsnätsföretagen och NEMO som deltar i framtagandet av metoder och villkor enligt förordningarna. När metoder och villkor är beslutade är det den nationella tillsynsmyndigheten som kan agera och se till att metoderna och villkoren efterlevs. Aktörernas intressen bevakas under genomförandet bland annat av en europeisk kommitté av intressenter som berörs av dessa förordningar.

Vissa metoder och villkor ska tas fram av samtliga transmissionsnätsföretag eller NEMO gemensamt och godkännas av samtliga tillsynsmyndigheter inom EU och därefter genomföras på EU-nivå, medan andra ska tas fram, godkännas och genomföras på regional nivå eller i en medlemsstat. Detta innebär en stor förändring i hur metoder och villkor utarbetas och prövas. Historiskt har detta skett på nationell nivå och eventuell samordning med aktörer i andra länder har varit helt frivillig.

I rapporten beskriver vi kraven i förordningarna och de metoder och villkor som vi tycker har störst betydelse för utformningen av marknaden inom EU, regionalt och nationellt. Rapporten beskriver också i stora drag hur förordningarna påverkar

den svenska eller nordiska elmarknaden. En fullständig analys är inte möjlig att göra idag, då det fortfarande återstår ett stort antal metoder och villkor att ta fram, godkänna och genomföra.

Förordningarna som handlar om gas är mer precisa till sin utformning än förordningarna för el och det är betydligt färre metoder och villkor som ska tas fram, godkännas och genomföras. Därför finns inte samma behov av samordning mellan transmissionsnätsföretag, gasbörser och tillsynsmyndigheter.

### **Elmarknaden och förordningarna för el**

EU-förordningarna för el innehåller regler som främjar konkurrens, ökad driftsäkerhet i elsystemet och en god försörjningstrygghet. Reglerna kommer att medföra att tekniska krav och handelsregler harmoniseras.

De aktörer i Sverige som påverkas av förordningarna är Ei, Affärsverket svenska kraftnät, NEMO, elnätsföretagen, elhandlare och elproducenter. Dessutom kan även tillverkare av utrustning till elnätet, energikunder och energitjänsteföretag påverkas.

Av de förordningar som beskrivs i rapporten handlar tre om marknaden för el, två om elsystemets säkerhet och tre om anslutning till elnätet. Förordningarnas namn respektive bokstavsförkortningar framgår nedan.

#### **FCA - Förordning för förhandstilldelning av kapacitet**

- Säkerställer att marknadens aktörer har tillräckliga möjligheter att hantera ekonomiska risker.
- Reglerar förhandstilldelning av kapacitet mellan elområden.
- Upprättar en metod för att bestämma långsiktig kapacitet för överföring mellan elområden.

#### **CACM – Förordning för kapacitetstilldelning och hantering av överbelastning**

- Främjar effektiv gränsöverskridande användning av elmarknadens tillgängliga resurser.
- Ökar handeln och konkurrensen.
- Etablerar konkurrens mellan handelsplattformar för el.

#### **EB – Förordning för balanshållning avseende elektricitet**

- Bestämmer villkor och metoder för hur balanstjänster ska upphandlas och aktiveras.
- Harmoniserar avräkningen och därigenom incitamenten för de balansansvariga att bidra till balansen i elsystemet.
- Upprättar gemensamma metoder och förutsättningar för att reservera överföringskapacitet mellan elområden.

#### SO – Förordning för driften av elöverföringssystem

- Säkerställer gemensamma krav och metoder för driftsäkerhet.
- Främjar gränsöverskridande samordning av systemdrift och driftplanering.
- Säkerställer transparent och tillförlitlig information om driften.

#### ER – Förordning för nödsituationer och återuppbyggnad avseende elektricitet

- Förebygger omfattande störning och nätsammanbrott.
- Förhindrar och förebygger att en incident sprids eller förvärras.
- Möjliggör en effektiv och snabb återuppbyggnad av elsystemet efter nätsammanbrott.

#### RfG – Förordning med krav för nätanslutning av generatorer

- Tar fram regler för anslutning av nya produktionsanläggningar.
- Säkerställer elproduktionsanläggningarnas förmåga att bidra till elsystemets funktion.
- Bidrar till att elnäten klarar av att ta emot mer förnybar elproduktion.
- Inför harmoniserade spelregler för elproducenter inom EU.

#### DCC – Förordning för anslutning av förbrukare

- Tar fram regler för anslutning av nya förbrukningsanläggningar.
- Säkerställer elförbrukares förmåga att bidra till elsystemets funktion.
- Bidrar till att möjliggöra efterfrågefleksibilitet.

#### HVDC – Förordning med krav för nätanslutning av system för högspänd likström och likströmsanslutna kraftparksmoduler

- Tar fram regler för anslutning av system för högspänd likström och likströmsanslutna kraftparksmoduler.
- Säkerställer HVDC-anläggningars förmåga att bidra till elsystemets funktion.
- Säkerställer att elnätsföretagen utnyttjar förmågorna hos system för högspänd likström och likströmsanslutna kraftparksmoduler på ett lämpligt sätt.

#### **Förändringar, påverkan och möjligheter**

Samarbetet och harmoniseringen som hittills ägt rum i Norden har skett på frivillig basis, dvs. det mesta har inte reglerats i nationell lagstiftning eller genom EU-regler utan via icke-bindande avsiktsförklaringar mellan de nordiska transmissionsnätsföretagen och andra aktörer. Nu sker harmoniseringen i många fall på EU-nivå och samarbeten formaliseras. Detta innebär i praktiken att Svenska kraftnät och Ei är mer engagerade på EU-nivå än tidigare.

De nya EU-förordningarna innebär att de viktigaste aktörerna och funktionerna på EU:s inre marknad för el blir enhetliga med en gemensam marknadsmodell för el som följd. Även om vissa regionala och nationella avvikelser finns kvar ska den övergripande strukturen och handeln vara gemensam. Det kommer att resultera i att handeln med el mellan regioner och medlemsstater kommer att ske på liknande sätt och att de aktörer som handlar med el på grossistmarknadsnivå får hela EU som sin marknad. Det innebär samtidigt att enskilda medlemsstater inte kan

utforma sin nationella elmarknad eller inrätta funktioner i strid med EU:s marknadsmodell.

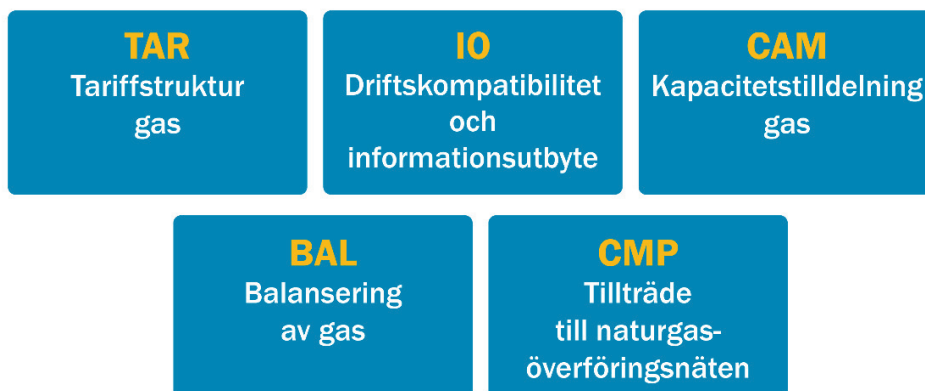
För svensk del innebär EU-förordningarna flera skillnader för marknadens funktionssätt jämfört med hur det fungerat tidigare. Alla olika delmarknader på grossistmarknaden påverkas. Vi får flera nominerade elmarknadsoperatörer som bedriver reglerad elbörsverksamhet i Sverige och vi får en dagenföre-marknad och intradagsmarknad som omfattar alla EU:s medlemsstater. En annan skillnad till följd av förordningarna är att de nationella krav som Svenska kraftnät idag ställer, som villkor för anslutning av nya anläggningar till elnätet eller krav för att elsystemet ska vara driftssäkert, ersätts av EU-förordningar och de metoder och villkor som följer av dessa. Nationella krav får finnas men dessa ska meddelas i enlighet med vad som följer av förordningarna. Vissa av de uppgifter som hittills utförts av Svenska kraftnät kommer i stället att utföras av en regional säkerhetsamordnare för de nordiska länderna.

#### **Naturgasmarknaden och förordningarna för naturgas**

I takt med att EU:s gasmarknad har harmoniserats har naturgaslagen ändrats, även om grundprinciperna för handel med naturgas är desamma som tidigare. Den svenska gasmarknadsmodellen är annorlunda utformad än den modell som finns i övriga EU. Den svenska gasmarknadsmodellen är uppbyggd som den svenska elmarknadsmodellen, dvs. bokning av kapacitet sker efter vad kunder efterfrågar i gasvolym. Vår bedömning är att kraven i EU-förordningarna för naturgas kan genomföras utan att det kräver en förändrad svensk marknadsmodell för gas.

Precis som för el har Ei varit med i arbetet med att utforma EU-förordningarna för naturgas. Det är fem förordningar som har trätt i kraft. Förordningarna innehåller både regler för handel med gas och regler för de gränsöverskridande gasnäten. I huvudsak är det Swedegas som är svenskt transmissionsnätsföretag som ska tillämpa förordningarna. I vissa fall ska Ei även här godkänna metoder och villkor, t.ex. metoden för hur tariffen för transmissionsnätet bestäms. Ei:s uppgift är också att se till att EU-förordningarna efterlevs genom att vidta nödvändiga åtgärder. Förordningarnas namn respektive bokstavsförkortningar framgår av Figur 1 nedan.

Figur 1 De fem gasförordningarna





# 1 Inledning

Inom EU pågår ett samarbete med att skapa en energiunion. Energiunionen handlar om att skapa en väl fungerande inre marknad för el och gas inom EU. Målet är att bättre ta tillvara gemensamma energitillgångar, öka leveranssäkerheten, stärka EU:s konkurrenskraft och minska skadlig miljöpåverkan i en alltmer global omvärld.

Samarbetet inom EU om energifrågor har pågått i många år. Ett initiativ i detta samarbete var det tredje inre marknadspaketet (2009), vilket syftade till att skapa bättre förutsättningar för den inre marknaden för energi. I det tredje inre marknadspaketet skapades bl.a. en process för att ta fram mer detaljerade regler (EU-förordningar) inom vissa utpekade områden. Nu börjar detta arbete ge resultat och vi ser den praktiska utformningen av dessa regler. Ei har fått i uppdrag att på ett enkelt sätt sammanfatta hur de nya EU-förordningarna för den inre marknaden för el och gas och kompletterande regelverken på nationell nivå (inklusive myndighetsföreskrifter) kommer att påverka den svenska elmarknaden och dess aktörer. För naturgas ska Ei redovisa vidtagna och planerade åtgärder för att uppfylla de nya krav som följer av EU-förordningarna. Uppdraget ska redovisas till Regeringskansliet (Miljö- och energidepartementet) senast den 29 juni.

Uppdraget redovisas i denna rapport. Ei tar fram en broschyr om EU-förordningarna. Rapporten är uppdelad i en första del som behandlar förordningarna för el och i en andra del som behandlar förordningarna för naturgas. För respektive förordning inom el och gas redovisar vi syftet med förordningen, vad reglerna handlar om och hur de ska genomföras. Vi redogör också för när regelverken träder i kraft och tidplanen för att genomföra respektive förordning. På elområdet redogör vi för hur de svenska aktörerna påverkas av respektive förordning. I den del av rapporten som handlar om naturgas redovisar vi istället de åtgärder som Sverige har genomfört samt de åtgärder som planeras att genomföras för att uppfylla de nya kraven.

För att förstå de nya förordningarna och hur de påverkar aktörerna har vi valt att översiktligt beskriva dagens el- och gasmarknadsdesign i Sverige. Den svenska gasmarknadsmodellen är uppbyggd som den svenska elmarknadsmodellen, dvs. bokning av kapacitet sker efter vad kunder efterfrågar i gasvolym. Detta skiljer sig från den gasmarknadsmodell som finns i övriga EU, där bokning av kapacitet sker av *shippers*. Vår bedömning är att kraven i EU-förordningarna för naturgas kan genomföras utan att det kräver en förändrad svensk marknadsmodell för gas.

För att det ska vara lätt att förstå innehållet i och konsekvenserna av EU-förordningarna redogör vi inte för alla detaljer.

I rapporten har vi valt att inte beskriva andra närliggande EU-regler inom energiområdet om det inte särskilt krävs för att förstå de nya förordningarna.

De förordningar som redovisas i rapporten framgår av i Tabell 1 Förordningar om elmarknaden som behandlas i rapporten och Tabell 2 Förordningar om naturgasmarknaden som behandlas i rapporten.

Tabell 1 Förordningar om elmarknaden som behandlas i rapporten

Förordningen förkortat	Fullständigt namn på förordningen	Datum för ikraftträdande
CACM	Kommissionens förordning (EU) 2015/1222 av den 24 juli 2015 om fastställande av riktlinjer för kapacitetstilldelning och hantering av överbelastning	14 augusti 2015
FCA	Kommissionens förordning (EU) 2016/1719 av den 26 september 2016 om fastställande av riktlinjer för förhandstilldelning av kapacitet	17 oktober 2016
EB	Kommissionens förordning (EU) 2017/2195 av den 23 november 2017 om fastställande av riktlinjer för balanshållning avseende el	18 december 2017 (vissa artiklar tillämpas från 28 november 2018)
SO	Kommissionens förordning (EU) 2017/1485 av den 2 augusti 2017 om fastställande av riktlinjer för driften av elöverföringssystem	14 september 2017 (vissa artiklar tillämpas från 13 februari 2019)
ER	Kommissionens förordning (EU) 2017/2196 av den 24 november 2017 om fastställande av nätföreskrifter för nödsituationer och återuppbyggnad avseende elektricitet	18 december 2017 (vissa artiklar tillämpas från 18 december 2022)
RfG	Kommissionens förordning (EU) 2016/631 av den 14 april 2016 om fastställande av nätföreskrifter med krav för nätanslutning av generatorer	17 maj 2016 (vissa artiklar tillämpas från 27 april 2019)
DCC	Kommissionens förordning (EU) 2016/1388 av den 17 augusti 2016 om fastställande av nätföreskrifter för anslutning av förbrukare	7 september 2016 (vissa artiklar tillämpas från 18 september 2019)
HVDC	Kommissionens förordning (EU) 2016/1447 av den 26 augusti 2016 om fastställande av nätföreskrifter med krav för nätanslutning av system för högspänd likström och likströmsanslutna kraftparksmoduler	7 september 2016 (vissa artiklar tillämpas från 18 september 2019)

Läs mer om dessa förordningar i kapitel 3.

Tabell 2 Förordningar om naturgasmarknaden som behandlas i rapporten

Förordningen förkortat	Fullständigt namn på förordningen	Datum för ikraftträdande
BAL	Kommissionens förordning (EU) nr 312/2014 av den 26 mars 2014 om fastställande av nätföreskrifter för balansering av överföringsnät för gas	16 april 2014 (tillämpas 1 oktober 2015)
TAR	Kommissionens förordning (EU) 2017/460 av den 16 mars 2017 om fastställandet av nätföreskrifter för harmoniserade tariffstrukturer för överföring av gas	6 april 2017
IO	Kommissionens förordning (EU) 2015/703 av den 30 april 2015 om fastställandet av nätföreskrifter med regler för driftskompatibilitet och informationsutbyte	21 maj 2015
CAM	Kommissionens förordning (EU) nr 984/2013 av den 14 oktober 2013 om upprättandet av nätföreskrifter för mekanismer för kapacitetstilldelning i överföringssystem för gas och komplettering av Europaparlamentets och rådets förordning (EG) nr 715/2009	6 april 2017 (förordning från 2013 upphävd)

<b>CMP</b>	<p>Europaparlamentets och rådets förordning (EG) Nr 715/2009 av den 13 juli 2009 om villkor för tillträde till naturgasöverföringsnäten och om upphävande av förordning (EG) nr 1775/2005.</p> <p>Kommissionens beslut 2012/490/EU av den 24 augusti 2012 om ändring av bilaga I till Europaparlamentets och rådets förordning (EG) nr 715/2009 om villkor för tillträde till naturgasöverföringsnäten.</p> <p>Kommissionens beslut (EU) 2015/715 av den 30 april 2015 om ändring av bilaga I till Europaparlamentets och rådets förordning (EG) nr 715/2009 om villkor för tillträde till naturgasöverföringsnäten.</p>	<p>3 september 2009 + två kompletterande beslut (2012 och 2015)</p>
------------	--	---

Läs mer om dessa förordningar i kapitel 4.

Uppdraget har genomförts av en projektgrupp som bestått av Lena Jaakonantti (projektledare), Johan Roupe, Claes Vendel Nylander, Elin Broström samt ett antal experter vid Ei. Projektägare var Caroline Törnqvist.

## 2 Bakgrund och förutsättningar

Sommaren 2009 antogs det tredje lagstiftningspaketet om den inre marknaden för el och gas (det tredje inre marknadspaketet).<sup>1</sup> I det tredje inre marknadspaketet fick Europeiska kommissionen (kommissionen) i uppdrag att ta initiativ till detaljerade regler för att integrera de nationella el- och gasmarknaderna genom nya EU-förordningar. De nya förordningarna har utarbetats enligt en särskild lagstiftningsprocedur som förutom EU:s lagstiftande institutioner, även involverar transmissionsnätsföretagen och elbörserna, nationella energitillsynsmyndigheter och byrån för samarbete mellan energitillsynsmyndigheter (ACER). Dessa aktörer förklaras närmare i Bilaga 1.

Kommissionen har tagit initiativ till de bindande förordningar som redovisats innan i kapitel 1, Tabell 1 och Tabell 2. De nya förordningarna, som i dagligt tal ofta kallas nätföreskrifter eller nätkoder, kommer att leda till en mer harmoniserad utformning av marknaden för handel med el och gas mellan länderna inom EU. På så sätt underlättas överföring och handel mellan länder och över gränserna. Eftersom el- och gasmarknadernas utformning idag skiljer sig åt i EU:s medlemsstater innebär detta ändrade förutsättningar för aktörerna samt indirekt även för EU:s energikunder. Alla förordningar i Tabell 1 och Tabell 2 har tagits fram och trätt ikraft de senaste åren.

De aktörer som påverkas av det nya regelverket är bland andra elnätsföretag, elproducenter, elhandlare, tillverkare av utrustning, energikunder och energitjänsteföretag. Även tillsynsmyndigheterna tilldelas en rad nya uppgifter. Elnätsföretag benämns i förordningarna som systemansvarig, antingen för överföringssystem eller distributionssystem. För att anpassa begreppen till den kommande nya elmarknadslagen förenklar vi i rapporten benämningarna till transmissionsnätsföretag och distributionsnätsföretag. När det i förordningarna står systemansvarig för överföringssystem är det alltid transmissionsnätsföretagen i Sverige, Svenska kraftnät respektive Swedegas, som avses.

Även om förordningarna innehåller mer detaljerade krav än de EU-regler inom energiområdet som tidigare beslutats och genomförts är de nya förordningarna i huvudsak utformade som ramlagstiftning. Det innebär i detta fall att de detaljerade kraven ska beslutas av de berörda tillsynsmyndigheterna eller av ACER. Hur processen att utforma och besluta de detaljerade metoderna och villkoren går till och vem som gör vad beskriver vi närmare för respektive förordning.

En del av metoderna och villkoren enligt de nya reglerna har redan beslutats av tillsynsmyndigheterna, men långt ifrån alla metoder och villkor är framtagna och beslutade. Detta innebär att de metoder och villkor som tidigare gällt på den svenska el och gasmarknaden innan EU-harmoniseringen gäller inom vissa

---

<sup>1</sup> Läs mer i SOU 2010:30, Tredje inre marknadspaketet för el och naturgas, Fortsatt europeisk harmonisering.

områden medan andra områden redan har påverkats av de nya regelverken. I denna rapport redogör vi närmare för detta.

Kommissionen arbetar fortsatt med att utveckla regelverket på energiområdet. Den 30 november 2016 publicerade kommissionen sitt förslag till en omfattande revidering av flera centrala rättsakter på energiområdet. Förslaget kallas *Ren energi för alla i Europa*. Eftersom förslagen fortfarande är under förhandling tar vi inte upp dem i denna rapport.

## 2.1 Utformningen av EU-regler på energiområdet

När EU-regler tas fram är det kommissionen som initierar förslag till ny lagstiftning. Förslagen förhandlas sedan i enlighet med EU:s lagstiftningsprocedur. Om Europeiska unionens råd och Europaparlamentet kommer överens mynnar förslaget ut i en rättsakt (EU-förordning eller EU-direktiv). Förordningarna som beskrivs i denna rapport har dock tagit fram på ett annat sätt. De följer procedurer som är beskrivna i elmarknadsförordningen<sup>2</sup> och naturgasmarknadsförordningen<sup>3</sup>.

### 2.1.1 Lagstiftningsprocedurerna för att ta fram EU-förordningar

Det finns två procedurer för att ta fram förordningarna som redovisas i denna rapport. Till grund finns det mandat som kommissionen fått, se mer i Bilaga 2. Den första proceduren involverar flera aktörer innan kommissionen presenterar ett förslag. I denna procedur tar ACER fram en ramriktlinje och därefter får transmissionsnätsföretagens gemensamma organisationer ENTSO-E<sup>4</sup> (om frågan avser el) eller ENTSG<sup>5</sup> (om frågan avser gas) presentera ett utkast till förordning som sedan ACER ska yttra sig över. I den andra utarbetar kommissionen förslag till en kommissionsförordning. Se Bilaga 3 för en mer fullständig beskrivning av hur det går till. I Bilaga 1 förklarar vi även de viktigaste aktörernas roller i de två lagstiftningsprocedurerna.

Förordningarna inom gas och el skiljer sig åt genom att gasförordningarna innehåller mer detaljerade krav på de aktörer som förordningen riktar sig till. Elförordningarna handlar i huvudsak om att ange inom vilka områden och vilka aktörer som ska ta fram mer detaljerade metoder och villkor som ska beslutas av tillsynsmyndigheterna. I dessa fall är det framförallt genom besluten om metoder och villkor som marknaden och dess aktörer påverkas i detalj.

## 2.2 Processen för att ta fram och besluta om metoder och villkor

I det här avsnittet redovisar vi i stora drag hur beslutsprocessen fungerar för de metoder och villkor som EU-förordningarna anger en ram för, och som beslutas av

---

<sup>2</sup> Europaparlamentets och rådets förordning (EG) nr 714/2009 av den 13 juli 2009 om villkor för tillträde till nät för gränsöverskridande elhandel och om upphävande av förordning (EG) nr 1228/2003. Förordningen har som syfte att fastställa rättvisa regler för gränsöverskridande elhandel och därmed stärka konkurrensen på den inre marknaden för el och att underlätta genomförandet av en väl fungerande och transparent grossistmarknad med hög nivå av elförsörjningstrygghet.

<sup>3</sup> Europaparlamentets och rådets förordning (EG) Nr 715/2009 av den 13 juli 2009 om villkor för tillträde till naturgasöverföringsnäten och om upphävande av förordning (EG) nr 1775/2005.

<sup>4</sup> Europeiska nätverket för transmissionsnätsföretag för el (ENTSO för el).

<sup>5</sup> Europeiska nätverket för transmissionsnätsföretag för gas (ENTSO för gas).

tillsynsmyndigheterna eller av ACER. Genom att förstå beslutsprocessen blir det också enklare att förstå varför det är viktigt att Svenska kraftnät, Swedegas och Ei är djupt involverade i denna process och varför de slutliga metoderna och villkoren är av stor betydelse för utformningen av marknaden och de svenska aktörerna och kunderna.

### **2.2.1 De tre grupperna av aktörer som har centrala roller i förordningarna**

I de förordningar som beskrivs i denna rapport har transmissionsnätsföretagen, de nominerade elmarknadsoperatörerna och tillsynsmyndigheterna centrala roller.

Transmissionsnätsföretagen tar fram förslag till metoder och villkor. De samarbetar och samordnar inom ramen för ENTSO-E och ENTSGO och inom t.ex. en *kapacitetsberäkningsregion*<sup>6</sup>. Svenska kraftnät är i egenskap av svenskt transmissionsnätsföretag för el medlem i ENTSO-E. Det är Svenska kraftnäts uppgift att övervaka efterlevnaden av regler inom sitt område och se till att dessa regler följs i Sverige. Swedegas är medlem i ENTSGO och har motsvarande roll som Svenska kraftnät fast för gas.

Nominerade elmarknadsoperatörer är en helt ny aktör på den europeiska marknaden. Det har sedan tidigare funnits elbörser men det har saknats EU-gemensamma regler för deras verksamhet. Enligt förordningen CACM har varje medlemsstat en skyldighet att säkerställa att det finns minst en NEMO i medlemsstatens elområden. I Sverige är det Ei som utser NEMO och Ei har efter ansökan utsett Nord Pool och EPEX SPOT. I en NEMO:s uppgifter ingår att ta fram förslag till metoder och villkor i vissa fall. NEMO har också en central roll i marknadskopplingen av dagen före- och intradagsmarknaden.

Den tredje gruppen är tillsynsmyndigheterna som godkänner de metoder och villkor som föreslås, godkänner ansökningar och meddelar undantag. Tillsynsmyndigheterna samarbetar inom ACER.

Aktörerna beskrivs i Bilaga 1.

### **2.2.2 De finns tre olika nivåer för att ta fram förslag och fatta beslut**

De förslag till metoder och villkor som ska tas fram och beslutas enligt förordningarna kan delas in i tre nivåer beroende på om de ska tillämpas inom hela EU, inom en region eller endast nationellt. Vilken av nivåerna ett beslut tillhör framgår av förordningarna.

Den första nivån består av de förslag som tas fram gemensamt av samtliga transmissionsnätsföretag och/eller nominerade elmarknadsoperatörer (NEMO) inom EU. Dessa förslag prövas av samtliga tillsynsmyndigheter inom EU. Om tillsynsmyndigheterna är överens om att godkänna förslagen samordnas också en sådan ståndpunkt. Därefter fattar samtliga tillsynsmyndigheter i EU nationella beslut med samma innebörd. I Sverige fattar Ei beslutet. Om tillsynsmyndigheterna inte är överens fattas inga nationella beslut. Då är det i stället ACER som fattar beslutet.

---

<sup>6</sup> Kapacitetsberäkningsregion, CCR, beskrivs i CACM, se artikel 2.3 – det geografiska område där samordnad kapacitetsberäkning tillämpas.

Den andra nivån består av de förslag som tas fram av samtliga transmissionsnät-företag eller nominerade elmarknadsoperatörer i en region. Besluten fattas av respektive tillsynsmyndighet i regionen. Besluten, som måste ha samma innebörd, fattas efter samråd och samordning mellan regionens tillsynsmyndigheter. Om regionens tillsynsmyndigheter inte kan komma överens är det i stället ACER som fattar beslutet.

Den tredje nivån består av förslag som tas fram av en eller flera nationella transmissionsnät-företag eller en eller flera nominerade marknadsoperatörer verk-samma i ett land. Beslut i sådana ärenden fattas enskilt av den nationella tillsynsmyndigheten och i Sverige är det Ei som fattar beslut. Dessa beslut behöver inte samordnas med övriga tillsynsmyndigheter i regionen eller EU även om det får ske.

### **2.2.3 Prövning av metoder och villkor**

Ärendehandläggning fram till Ei:s beslut om metoder och villkor skiljer sig åt bero-ende på vilken nivå ärendet tillhör. De ärenden som är mest omfattande och resurskrävande är de som kräver samordning med alla EU:s tillsynsmyndigheter. I förordningarna anges inte hur samråd och samordning ska gå till. Tillsynsmyndig-heterna har därför utvecklat egna samarbetsforum för detta. De beslut som ska samordnas med alla tillsynsmyndigheterna inom EU bereds vid särskilda möten i forumet ERF (European Regulators' Forum), se Bilaga 1. Regionala beslut bereds i särskilda regionala forum. Ei deltar för närvarande i tre regionala forum.

Ei:s handläggning av ärendena sker i steg oavsett om det är ett beslut som ska sam-ordnas med andra tillsynsmyndigheter eller inte. Det första steget handlar om att ta ställning till om föreslagna metoder och/eller villkor som transmissionsnät-företag eller nominerade elmarknadsoperatörer lämnat in kan godkännas eller om metoder och villkor först måste ändras. Vid denna prövning utgår tillsynsmyndig-heterna från den enskilda artikeln som beskriver syftet med metoden och villkoret, men också från vissa generella krav som respektive förordning ställer upp och som metoder och villkor måste uppfylla. Exempel på sådana generella principer är att metoder och villkor ska främja ändamålsenlig konkurrens, bidra till effektiv och långsiktig drift och utveckling av elsystemet och säkerställa att infrastrukturen för överföring används på bästa sätt. Tillsynsmyndighetens prövning handlar därför om att gå igenom förslaget och bedöma om den föreslagna metoden och villkoret kan antas uppfylla sitt syfte samt var och en av de generella principerna.

Innan respektive nationell tillsynsmyndighet kan meddela sitt godkännande, behö-ver tillsynsmyndigheten samordna sin inställning med övriga berörda tillsynsmy-n-digheter.

För det fall ett förslag inte kan godtas kan tillsynsmyndigheten begära att trans-missionsnät-företagen eller NEMO ändrar förslaget. Om tillsynsmyndigheten vill begära ändring måste samordning först ske med övriga tillsynsmyndigheter som berörs. Om berörda tillsynsmyndigheter är ense om att metoden och villkoret ska ändras, skickar sedan respektive tillsynsmyndighet en begäran om att förslaget till metod och villkor ska ändras. Tillsynsmyndigheterna får alltså inte själva ändra i metoden och villkoret. En begäran om ändring ska skickas inom en viss tidsfrist

och ett reviderat förslag ska därefter ges in till berörda tillsynsmyndigheter på nytt.

När berörda transmissionsnätsföretag, eller NEMO, mottar en begäran om ändring måste de ändra i sitt förslag till metod och villkor. Även här finns det tidsfrister som måste hållas. Innan ett reviderat förslag till metod och villkor lämnas in till tillsynsmyndigheterna på nytt, måste de samordna det reviderade utkastet med övriga berörda transmissionsnätsföretag eller NEMO. När ett reviderat förslag inkommer prövas det på nytt av berörda tillsynsmyndigheter.

Ei:s erfarenhet så här långt är att det vanligen krävs omfattande överläggningar för att kunna enas om att ett förslag ska ändras respektive godkännas. Vidare kräver prövningen av metoderna och villkoren ofta löpande kontakter mellan tillsynsmyndigheterna och transmissionsnätsföretag och nominerande elmarknadsoperatörer. Dialogen som föregår ett slutligt godkännande försvåras också av att EU-förordningarnas ramverk ger stort utrymme för olika marknadslösningar och detaljeringsnivåer. Tillsynsmyndigheterna kan göra olika bedömningar och därför är kompromisser ibland nödvändiga. Handläggningen kompliceras ofta av engelska inte är allas modersmål och att kunskaperna om andra medlemsstater marknader ibland är bristfällig.

Om den grupp av tillsynsmyndigheter som ska godkänna ett förslag till metod och villkor inte kan enas om att kraven i berörd förordning uppfylls kan förslaget inte godkännas och inget nationellt beslut får fattas. I sådant fall prövas metoderna och villkoren i stället av ACER. ACER får begära ändring av förslaget och vid behov också på egen hand ändra i metoden och villkoret. Innan ACER får publicera sitt beslut, måste en kvalificerad majoritet av de nationella tillsynsmyndigheterna vara överens och avge ett positivt yttrande till utkast till beslut. Röstningen sker inom ramen för ACER:s tillsynsnämnd<sup>7</sup>.

#### **2.2.4 Berörda aktörer kan påverka utformningen av metoder och villkor**

Eftersom transmissionsnätsföretagen respektive nominerade elmarknadsoperatörerna lämnar förslag till metoder och villkor har de stora möjligheter att påverka hur marknaden ska utvecklas även om det är tillsynsmyndigheterna eller ACER som fattar det slutliga beslutet om metoderna och villkoren.

Övriga aktörer såsom distributionsnätsföretag, elhandlare och elproducenter involveras i handläggningen av metoder och villkor genom att transmissionsnätsföretag och NEMO har skyldighet att inhämta synpunkter på, samråda om metoder och villkor innan förslag lämnas till tillsynsmyndigheterna. Ei och övriga tillsynsmyndigheter har även i flera fall valt att genomföra egna samråd, ibland tillsammans med de andra berörda tillsynsmyndigheterna.

Om berörda aktörer är missnöjda med ett beslut kan det svenska nationella beslutet överklagas till förvaltningsdomstolen i Linköping. Beslut fattade av ACER kan överklagas till nämnden för överklagande vid ACER. Nämnden består av sex

---

<sup>7</sup> ACER består bland annat av en tillsynsnämnd. Tillsynsnämndens huvuduppgifter är att avge yttranden om yttranden, rekommendationer och beslut som ACER ska fatta.



ordinarie medlemmar och sex suppleanter. Beslut av nämnden kan i sin tur överklagas till EU-domstolen.

### **2.2.5 Vem genomför och övervakar genomförandet av besluten?**

De godkända metoderna och villkoren ska genomföras av de aktörer som lämnat in respektive förslag, dvs. transmissionsnätsföretag och NEMO. Specifikt för många metoder och villkor är att tiden för genomförande är lång eftersom det i många fall kräves utveckling av gemensamma verktyg och IT-strukturer. Det gör att konsekvenserna av besluten för marknadens utformning inte slagit igenom ännu.

Kommissionen övervakar genomförandet av tredje inre marknadspaketet i dess helhet. ACER följer upp genomförandet av EU-förordningarna, t.ex. vad gäller beslut om metoder och villkor som fattas av berörda tillsynsmyndigheter. Även ENTSO-E respektive ENTSG har en roll i genomförandet eftersom de följer upp att transmissionsnätsföretagen genomför förordningarna. De nationella tillsynsmyndigheterna ska sedan övervaka att godkända metoder och villkor följs.

## **2.3 Kompletterande nationella föreskrifter**

Harmonisering innebär att alla länder kommer att behöva göra förändringar. För Sveriges del har förordningarna inneburit att funnits behov att se över Ei:s och Svenska kraftnäts ansvar och rollfördelning. I Sverige har riksdagen nyligen beslutat om en ändring i ellagen med anledning av detta. Ändringen innebär att regeringen eller Ei kan utfärda föreskrifter om att det europeiska elsystemet ska vara driftsäkert och sammanlänkat. Lagändringen träder i kraft den 1 juli 2018.<sup>8</sup> I vår redogörelse av respektive EU-förordning redovisas om föreskrifter har meddelats eller kommer att meddelas av Ei.

Vidare har det i EU-förordningarna i vissa fall lämnats till medlemsstaterna att bestämma vilken myndighet som ska ansvara för en särskild uppgift. I några fall har EU-förordningen angett att om inte medlemsstaten beslutar något annat är det tillsynsmyndigheten som är ansvarig myndighet. Detta har resulterat i några tillägg till Sveriges nationella förordningar och i ellagen.

Som redovisas i rapporten kräver också vissa bestämmelser i EU-förordningarna att den nationella tillsynsmyndigheten tar fram kompletterande nationella regler, t.ex. om nationella kriterier för undantag från en specifik EU-förordning.

---

<sup>8</sup> Riksdagen antog regeringens proposition Myndighetsuppgifter på elområdet (prop. 2017/18:93) den 19 april 2018.

### 3 Elmarknaden och de nya förordningarna



I det här kapitlet beskriver vi översiktligt hur elmarknaden fungerar för att göra det lättare att förstå hur elmarknaden påverkas av de nya förordningarna och de regler och beslut som följer av förordningarna. Vi beskriver först de fyra olika delmarknaderna, med olika tidsfönster, och förutsättningarna för grossistmarknaden med indelning i elområden<sup>9</sup>. Därefter beskriver vi sammankoppling av elnät, vilket är en viktig förutsättning för den inre marknaden för el, samt en kort beskrivning av några av aktörerna. Aktörerna beskrivs närmare i Bilaga 1. I Bilaga 4 finns en lista över några av de rapporter Ei publicerat tidigare och som kan användas som kompletterande underlag för den intresserade.

## 3.1 Om elmarknaden

El står för cirka 32 procent av Sveriges totala energianvändning och är en betydelsefull energibärare.

Sverige producerade 2016 cirka 152,3 TWh el. Varje år importerar och exporterar Sverige ett antal TWh. 2016 hade Sverige en nettoexport på 12 TWh. Det finns en handfull stora elproducenter och flera små.

Det svenska elnätet består av 56 400 mil ledning, varav ungefär 38 200 mil är jordkabel och 18 820 mil är luftledning.

Det finns cirka 160 distributionsnätsföretag i Sverige.

Varan el handlas mestadels på elbörser. Elbörserna är i sin tur marknadskopplade via en gemensam beräkningsmetod som tillsammans bildar den inre marknaden för el. Den totala volymen år 2017 i Norden och Baltikum var 394 TWh.

Antalet aktörer i Norden och Baltikum (exklusive Norge) är drygt 1 000 i år (2018). 380 aktörer är aktiva vid Nord Pool (2017).

Det finns cirka 123 elhandlare och två nominerade elmarknadsoperatörer (NEMO) som får bedriva verksamhet i svenska elområden.

Det finns fyra delmarknader (med handel i tre olika tidsrum) för el: Förhandsmarknaden, dagen före-, intradags- och balansmarknaden.

Det finns cirka 5,4 miljoner elkunder, varav 4,7 miljoner är hushållskunder.

### 3.1.1 Förutsättningarna för elmarknaden och dess aktörer

För att förstå varför det finns detaljerade förordningar som styr utformningen av grossistmarknaden för el kan det vara till hjälp med en historisk tillbakablick.

#### **Varför har vi detaljerade EU-regler för elmarknaden?**

Norden har sedan nästan 20 år en väl fungerande gemensam grossistmarknad för el. Framväxten av den nordiska marknaden har skett på frivillig väg och utifrån marknadsaktörernas behov. Det har också funnit en uttalad politisk vilja att de nordiska transmissionsnätsföretagen ska samarbeta. Samarbetet har understötts av tillsynsmyndigheterna som också drivit på utvecklingen. Den gemensamma nordiska grossistmarknaden har också praktiskt understötts av framväxten av den

<sup>9</sup> Det största geografiska område inom vilket marknadsaktörerna kan handla energi utan kapacitetstilldelning.

gemensamma elbörsen, Nord Pool, som har ökat transparensen och förtroendet för handeln. Harmoniseringen har underlättats av ett brett stöd bland nordiska marknadsaktörer.

Framväxten av en gemensam och väl fungerande nordisk elmarknad har ur ett EU-perspektiv varit ett undantag. Marknadsintegrationen inom EU har gått trögt, trots en uttalad vilja att skapa en inre marknad för el. Det är mot den bakgrunden det nu tagits fram bindande EU-förordningar vars innehåll ska fyllas ut med bindande beslut om metoder och villkor.

#### ***Norden en förebild för marknadernas utformning***

När de nya förordningarna började utarbetas var det naturligt att utgå från de beprövade marknadslösningarna som redan tillämpades i Norden. Detta innebär att förändringarna inte alltid blir så stora för den nordiska elmarknaden som för övriga EU. En stor skillnad blir dock att de metoder och villkor som skapats på frivillig väg i Norden nu blir bindande.

Även om Norden i viss utsträckning har stått modell för de nya reglerna har dessa ibland fått ett annat innehåll än de metoder och villkor som historiskt tillämpats i Norden.

Många av de metoder och villkor som beslutas blir också komplexa på grund av att de involverar samtliga EU:s transmissionsnätföretag, elbörser och tillsynsmyndigheter. Detta ställer nya och högre krav på informationsutbyte mellan aktörerna. Nya IT-säkerhetslösningar måste utvecklas och nya arrangemang för att åstadkomma ett fungerande praktiskt samarbete måste tas fram. Metoder och villkor måste kunna tillämpas i ett större område och i större omfattning och det påverkar Svenska kraftnät, Ei och Nord Pool, även i de delar där den nordiska marknadsmodellen i sig inte påverkas.

Processen där metoder och villkor utarbetas av de aktörer som ska tillämpa dessa är väldigt lik hur marknadslösningarna vuxit fram i Norden. Skillnaden är att processen gjorts obligatorisk och att tillsynsmyndigheternas roll att övervaka utformningen av metoder och villkor har formaliserats på så vis att det är tillsynsmyndigheterna som beslutar om metoder och villkor. (Se mer i kapitel 2 och i Bilaga 3).

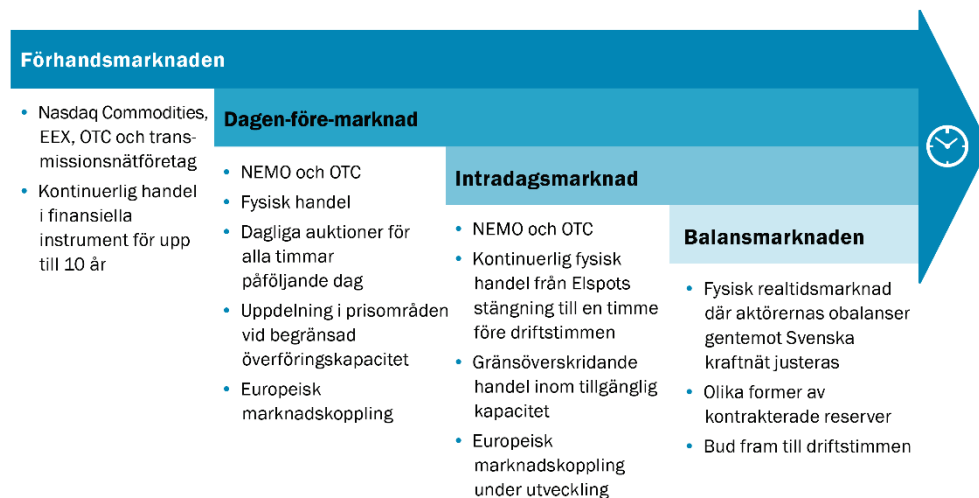
#### ***Elmarknaden är nu europeisk***

De metoder och villkor som beslutas i enlighet med förordningarna kan inte ändras eller utvecklas på annat sätt än genom den process som anges i förordningarna. Denna process kräver ofta att samtliga medlemsstater som berörs av metoden och villkoren måste delta i en beslutsprocess om dessa ska ändras. Det innebär att metoder och villkor kan vara omständliga att ändra. Fördelen med gemensamma metoder är att alla på elmarknaderna har samma regelverk att förhålla sig till.

#### ***Grossistmarknaden består av fyra delmarknader***

Det finns fyra delmarknader på grossistmarknaden för el. Detta beror på att handeln sker i olika steg och vid olika tidpunkter. EU-förordningarna bygger också på att det finns fyra delmarknader. De detaljerade metoderna och villkoren handlar om att skapa gemensamma ramvillkor för dessa marknader men förordningarna tillåter också i vissa fall regionala lösningar.

Figur 2 De fyra delmarknaderna på grossistmarknaden



### Förhandsmarknaden

På *förhandsmarknaden* kan aktörer säkra elpriset mot variationer i spotpriset. Detta sker genom olika risksäkringsprodukter med olika löptid. Handel kan göras på dygns-, vecko-, månads-, kvartals- eller årskontrakt för en tidsperiod på upp till tio år. Detta beskrivs mer ingående i avsnitt 3.3 om FCA.

De flesta aktörer som är aktiva på förhandsmarknaden är det för att de vill säkra den prisrisk de har i det område där de är verksamma. Varje aktör har sin egen strategi för prissäkring och gör en avvägning av hur stor andel av sin produktion, förbrukning eller handel som de önskar säkra.

Det finns flera sätt för aktörerna att hantera och säkra priset för elleveranser inom EU. I Norden används huvudsakligen s.k. finansiella kontrakt och i övriga EU används huvudsakligen långsiktiga överföringsrättigheter.

Finansiella kontrakt kan i sin tur delas in i systempriskontrakt och EPAD-kontrakt (Electricity Price Area Differentials, tidigare CfD – Contracts for Difference).<sup>10</sup> Kombinationen av systempriskontrakt och EPAD-kontrakt ger aktören en effektiv risksäkring för både den prisrisk som finns i systemet i stort och för prisrisken i det specifika område som EPAD-kontraktet avräknas emot.

Ett systempriskontrakt är ett kontrakt som är knutet till systempriset<sup>11</sup> som avräkningspris. Systempriskontrakten kan omfatta olika tidsperioder (t.ex. veckor, månader och år) och även ha varierande profil (t.ex. topp- och baslast-kontrakt). På den nordiska marknaden är tillgången (likviditeten) på kontrakt god och merparten är knutna till systempriset som avräkningspris. Systempriskontrakten gör det möjligt att risksäkra stora delar av den grundläggande prisrisk som finns i den nordiska elmarknaden till följd av varierande tillgång på t.ex. vatten- och kärnkraft

<sup>10</sup> Ei hade 2013 regeringens uppdrag att jämföra de olika prissäkringsinstrumenten på elmarknaden i Europa. Uppdraget redovisades genom rapporten Områdesprissäkring och den nordiska marknadsmodellen, Ei R2013:16.

<sup>11</sup> Det är NEMO:n Nord Pool Spot som, hittills och för närvarande, beräknar det referenspris, systempris, som används i den finansiella handeln i Norden och Baltikum. I beräkningen utgör Norge, Danmark, Sverige, Finland och de tre baltiska medlemsstaterna ett budområde. Systempriset beräknas som om det inte fanns några begränsningar i överföringskapacitet mellan länderna.

samt variationer i bränslepriser. Den prisrisk som återstår, dvs. skillnaden mellan priset i ett specifikt elområde och systempriset, kan dock inte hanteras med systempriskontrakt. Den hanteras istället med hjälp av EPAD-kontrakt som används för att risksäkra sig för prisskillnader mellan elområden.

EPAD-kontrakt är en rent finansiell produkt och antalet EPAD:s som ställs ut är inte direkt kopplad till överföringskapaciteten mellan olika elområden. Däremot är priset (eller värderingen) av EPAD knuten till marknadsaktörernas bedömning av den framtida fysiska överföringskapaciteten mellan områdena, eftersom det är begränsningar i överföringskapaciteten som skapar de prisskillnader som aktörerna vill säkra sig emot.

För Norden organiserar såväl EEX som Nasdaq Commodities handel med och avräkning av finansiella kontrakt. Kontrakt som handlats bilateralt avräknas i allmänhet hos ett clearinghus.<sup>12</sup> Avräkningen innebär att parterna får clearinghuset som motpart. På så sätt övertar clearinghuset motpartsrisken. I dagsläget är det möjligt att prissäkra finansiella elkontrakt upp till 10 år framåt i tiden hos Nasdaq Commodities medan EEX erbjuder finansiella kontrakt upp till 6 år framåt i tiden. Handeln sker kontinuerligt och prissätts enligt *pay as bid*<sup>13</sup>. Det är frivilligt att delta i den finansiella marknaden och aktörerna väljer därmed själva vilka kontrakt som är lämpliga att använda för att hantera sin risk. Transmissionsnätsföretagen är inte involverade i handeln med systempriskontrakt eller i handeln med EPAD.

#### **Dagen före-marknaden**

På *dagen före-marknaden*, eller spotmarknaden som den också kallas, handlas el för det kommande dygnet. Den nordiska dagen före-marknaden är idag sammankopplad med en stor del av övriga EU:s regionala och lokala elmarknader.

Detta innebär att el flödar kontinuerligt över gränserna mellan EU:s länder. Marknadskopplingen<sup>14</sup> och ett stort antal arrangemang för samverkan mellan Svenska kraftnät och övriga transmissionsnätsföretag och elbörser gör det möjligt för marknadens aktörer att handla över nationsgränserna samtidigt som den infrastruktur som finns, dvs. transmissionsnäten och börsernas IT-infrastruktur används på bästa sätt.

Ett av syftena med de metoder och villkor som ligger till grund för marknadskopplingen är att få priserna i EU:s olika länder att reflektera den lokala/regionala balansen mellan utbud och efterfrågan. Priset ska vara högst där resursen är knapp men efterfrågas mest och lägst där utbudet är större än efterfrågan. Prissignalen ger incitament till såväl producenter och förbrukare av el att anpassa sin produktion och användning.

---

<sup>12</sup> Clearinghus är en typ av bolag inom finanssektorn som agerar mellanhand vid finansiella överföringar. De agerar motpart och tar på sig ansvaret för att kontrakt fullföljs av motparten, därigenom minskar de motpartsrisken och systematiska risker.

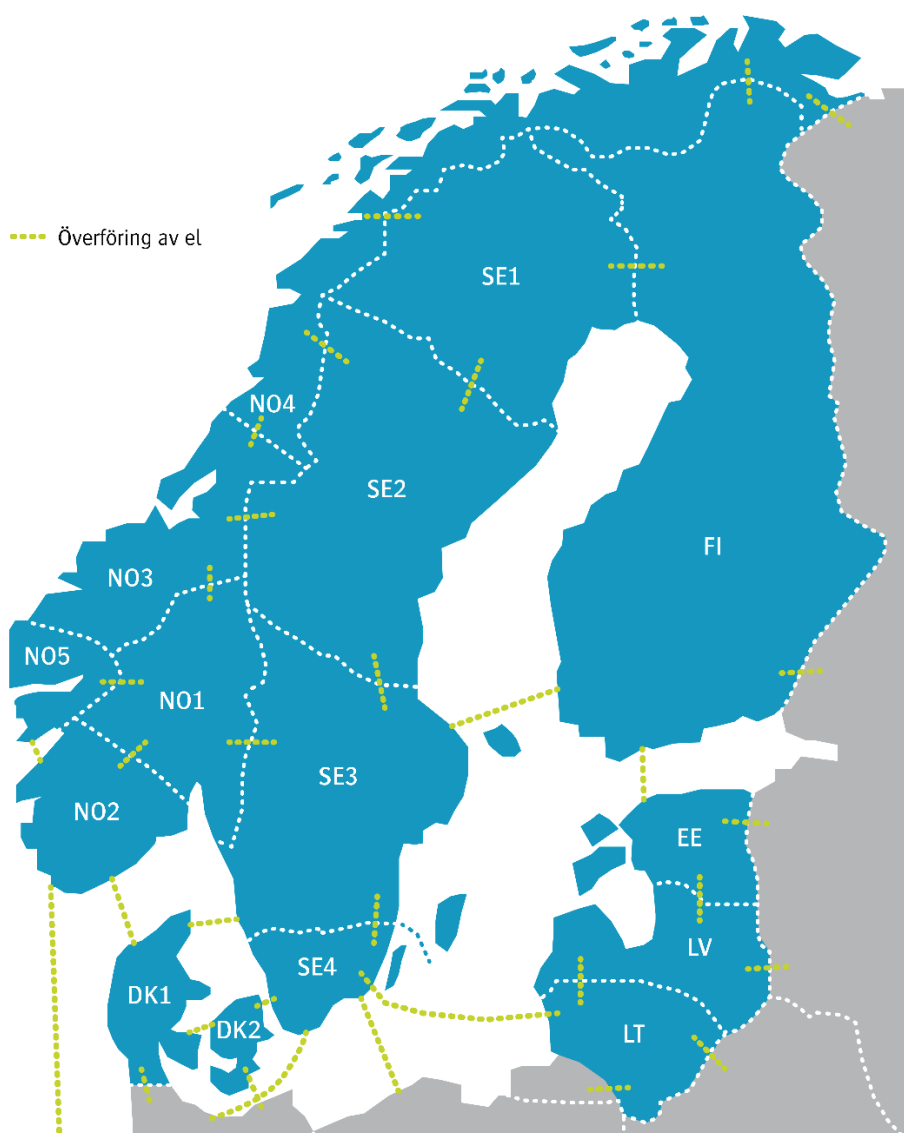
<sup>13</sup> *Pay as bid* innebär att de köp- och säljbud som får tillslag avräknas till det pris aktören lämnat i marknaden.

<sup>14</sup> Marknadskoppling är att regionala marknader kopplas ihop genom att tillgänglig överföringskapacitet mellan elområdena tilldelas på ett och samma sätt. I EU bygger den på att tillgänglig överföringskapacitet tilldelas genom implicita auktioner, dvs. på dagen före-marknaden sker handeln genom ett auktionsförfarande som även räknar med överföringskapaciteten i elnäten mellan de olika elområdena.

För att prissignalen ska bli korrekt, är det viktigt att tillgången på infrastruktur i olika delar av EU också reflekteras i prissignalen. För att uppnå detta behöver beräkningen och fördelningen av kapacitet ske utifrån gemensamma metoder och villkor. Det finns möjligheter att dela in medlemsstater (eller andra områden) i olika elområden. De metoder och villkor som utarbetas enligt EU-förordningarna och beslutas av tillsynsmyndigheterna är därför ofta fokuserade på arrangemang för att knyta ihop elområdena med varandra. Norden är den del av den europeiska marknaden där indelning i elområden hittills tillämpas mest.

Sverige är indelat i fyra elområden och Norden och Baltikum består av totalt 15 elområden, se Figur 3. Med fler och mindre elområden kan priset tydligare reflektera tillgång och efterfrågan och därmed även styra investeringar i förbrukning, produktion eller överföring av el på ett effektivare sätt.

Figur 3 Nordiska och baltiska elområden



Priset för nästkommande dygns alla enskilda timmar, dvs. dagen före-marknaden, bestäms genom en auktionshandel. Priset som bestäms kallas spotpris eller

grossistpris och fastställs som ett jämviktspris, baserat på de samlade köp- och säljbuden i elområdet. På grund av fysiska överföringsbegränsningar (flaskhalsar) mellan elområden uppstår det periodvis områden med olika pris på dagen före-marknaden.

I dag samarbetar sju nominerade elmarknadsoperatörer (NEMO) i nordvästra EU, den iberiska halvön och norra Italien om att beräkna marknadspriser och handelsvolymen för dagen före-handeln. Övriga delar av EU är på väg in i detta samarbete.

Närmare beskrivningar om reglerna för dagen före-marknaden finns i avsnittet om EU-förordningen CACM (se avsnitt 3.4).

### ***Intradagsmarknaden***

Inom Norden och Baltikum finns också en gemensam marknad för *intradagshandel*. Den fungerar som en fysisk justeringsmarknad och aktörerna kan handla med el för att säkerställa att de tillför elsystemet lika mycket el som de tar ut.

Idag erbjuds handeln på intradagsmarknaden i Norden av Nord Pool. Handel kan ske intill en timme före leverans under dygnets alla timmar. Intradagshandeln är en *kontinuerlig handel*, dvs. marknadsaktörer lägger kontinuerligt köp- och säljbud utifrån sina behov. De produkter, i form av kontrakt, man handlar med är baserade på avräkningsperioder som är en timme i taget. Aktören köper eller säljer således energi (fysiskt) i enheter av MW per timme, t.ex. 5 MW i elområde SE3 för timmen 14.00–15.00 en given dag. Intradagshandel kan ske inom ett elområde men även mellan elområden om det finns överföringskapacitet mellan elområdena den aktuella timmen. I början av juni 2018, lanserades en gemensam intradagsmarknad för EU genom att de nominerade elmarknadsoperatörerna tog i bruk en gemensam handelsplats (plattform)<sup>15</sup>. Reglerna för den gemensamma intradagshandeln följer av CACM (se avsnitt 3.4).

### ***Balansmarknaden***

Idag erbjuder Svenska kraftnät tillsammans med de övriga nordiska transmissionsnätstagen en gemensam *balansmarknad*. Syftet med balansmarknaden är att säkerställa att transmissionsnätstagens behov av reserver (för att hålla balans mellan inmatad och uttagen el) i realtid tillgodoses men också att aktörerna får möjlighet att på ett kostnadseffektivt sätt erbjuda sina tjänster i drifttimmen.

Balansmarknaden består av marknadsplatser för automatiska och manuella reserver. Elproducenter och elförbrukare som är intresserade att mot betalning ändra sin produktion eller förbrukning kan lämna bud till marknadsplatserna för respektive typ av reserv. Budgivning i Sverige sker idag genom de *balansansvariga*, vilka har tecknat ett särskilt avtal med Svenska kraftnät. Buden köps upp i prisordning, det billigaste först. Ibland måste undantag göras på grund av överföringsbegränsningar eller den tid som behövs tills reserven är fullt aktiverad. För

---

<sup>15</sup> Den gemensamma intradagsmarknaden startades med sin första handelsdag den 13 juni 2018 och omfattar för tillfället 13 medlemsstater och Norge. Övriga medlemsstater beräknas delta från och med juni 2019.



närvarande pågår ett arbete med att utforma EU-gemensamma plattformar för balansmarknaden i enlighet med förordningen EB (se avsnitt 3.5).

### **3.1.2 Sammankopplingen av elnäten underlättar handel med el inom EU**

De förordningar som beskrivs i denna rapport ska säkerställa att de europeiska transmissionsnäten uppfyller grundläggande systemsäkerhets- och driftkrav så att inte elnäten inom EU slås ut vid störningar. Skulle en störning uppstå så finns gemensamma metoder och regler att ta till för att begränsa effekten av en störning.

Svenska kraftnät är den aktör som har i uppdrag att utveckla och tillämpa system- och driftsäkerhetskrav i Sverige. Svenska kraftnät är också systemansvarig myndighet för el<sup>16</sup>. Detta innebär att Svenska kraftnät har det övergripande ansvaret för att elektriska anläggningar samverkar driftsäkert så att balans mellan produktion och förbrukning av el kan upprätthållas på kort sikt inom hela eller delar av landet. Svenska kraftnät ansvarar för tillsyn i frågor om driftsäkerhet i det svenska elsystemet. Svenska kraftnät är även certifierat transmissionsnätsföretag för el i Sverige<sup>17</sup>. De nya EU-förordningarna innehåller detaljerade regler om systemsäkerhet och drift av elsystemet som Svenska kraftnät måste ta hänsyn till i sitt arbete med att driva transmissionsnätet i Sverige.

Svenska kraftnät har tidigare också meddelat föreskrifter om krav kopplade till systemansvaret och villkor för anslutning till transmissionsnätet för att säkerställa att de anläggningar som ansluts inte påverkar driften av transmissionsnätet på ett icke önskvärt sätt. När förordningarna har fullt ut trätt i kraft är det inte längre möjligt för Svenska kraftnät att meddela föreskrifter i samma utsträckning som tidigare. Bland annat kommer minimiregler för systemsäkerhet och villkor för anslutning att följa direkt av förordningarna och vissa metoder och villkor inom dessa områden kommer att behöva beslutas av Ei.

Transmissionsnätet i Sverige är sedan flera år sammankopplat med våra grannländers elnät. Det finns en gemensam politisk vilja i Norden att fortsätta denna sammankoppling för att utnyttja de gemensamma produktionsresurserna effektivt, utjämna priset på el mellan elområden och öka leveranssäkerheten för kunderna. De svenska elnäten har historiskt kopplats samman genom att de nordiska transmissionsnätsföretagen samarbetat och identifierat behov av förstärkningar. Svenska kraftnäts planer för utvecklingen av transmissionsnätet beslutas av riksdagen efter förslag av regeringen i budgetpropositionen, och vissa gemensamma EU-regler<sup>18</sup> finns sedan tidigare inom detta område. De nya detaljerade EU-reglerna som beskrivs i denna rapport ställer inte några direkta krav på Svenska kraftnät om att bygga ut transmissionsnätet.

---

<sup>16</sup> Förordning (1994:1806) om systemansvaret för el.

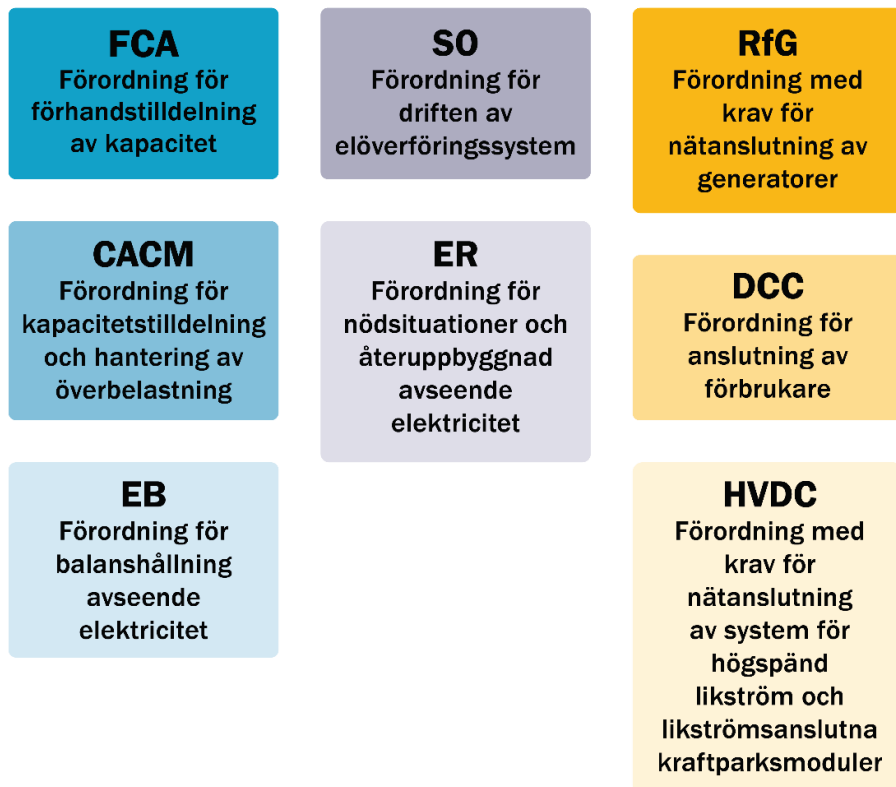
<sup>17</sup> Artikel 10 i elmarknadsdirektivet 2009/72/EG och artikel 3 i elmarknadsförordningen (EG) 714/2009.

<sup>18</sup> Se t.ex. elmarknadsdirektivet artikel 12.

## 3.2 EU-förordningarna för el

Det finns åtta förordningar för el. Se Figur 4 nedan.

Figur 4 De åtta förordningarna för elmarknaden



### 3.2.1 Gemensamt för EU-förordningarna för el

#### *Kostnader som följer av de nya EU-förordningarna prövas av tillsynsmyndigheterna*

Även om EU-förordningarna innehåller regler som tar sikte på olika delar av elmarknaden är de uppbyggda på ett likartat sätt. Inledningsvis finns en redogörelse för förordningens syfte och hur de olika artiklarna ska tillämpas. Det ger en bild av vilka aktörer som berörs. I varje förordning finns även en artikel om hur kostnader som uppstår för att tillämpa förordningen, ska beräknas och fördelas mellan aktörerna. I huvudsak handlar det om kostnaderna för att utveckla och inrätta de gemensamma marknadsplatserna samt den löpande driften av dessa plattformar. Det är tillsynsmyndigheterna som får ta ställning till hur kostnaderna ska fördelas och rimligheten i kostnaderna. De kostnader som tillsynsmyndigheten bedömer vara rimliga, effektiva och proportionella ska täckas genom nättariffer eller andra lämpliga mekanismer. Det betyder att Ei kommer att pröva sådana kostnader inom ramen för intäktsramsregleringen, dvs. i förhandsprövningen av nättarifferna. Detta gäller i första hand för kostnader för nätföretagen men kan även omfatta kostnader för NEMO och hur en NEMO ska få kostnadstäckning för de uppkomna kostnaderna för marknadsplatserna för dagenföre- och intradagsmarknaderna.

### **Förordningarna ska leda till harmonisering men tillåter undantag**

EU-förordningarna syftar till harmonisering. Däremot kan alla metoder och villkor inte harmoniseras på ett kostnadseffektivt sätt på kort sikt. Detta har lösts genom att metoder och villkor i vissa fall tillåts utformas regionalt och i några fall nationellt. Utöver det tillåter även vissa av förordningarna att t.ex. aktörer kan ansöka om undantag och att sådana undantag får meddelas av den nationella tillsynsmyndigheten. Samtliga metoder och villkor kan inte i tid tas fram eller godkännas samtidigt. Metoder och villkor tas därför fram och godkänns stegvis.

## **3.3 Förordningen FCA**

*Kommissionens förordning (EU) 2016/1719 av den 26 september 2016 om fastställande av riktlinjer för förhandstilldelning av kapacitet.*

Förordningen trädde i kraft den 17 oktober 2016.

**På engelska:** *Commission regulation (EU) 2016/1719 of 26 September 2016 establishing a guideline on forward capacity allocation.*

Härefter benämnd FCA.

### **FCA ska**

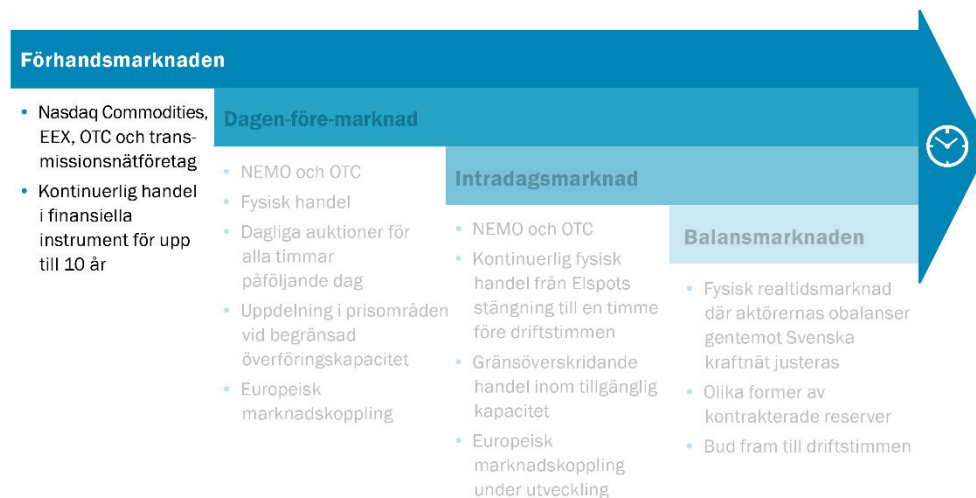
- säkerställa att marknadens aktörer har tillräckliga möjligheter att hantera ekonomiska risker
- reglera förhandstilldelning av kapacitet mellan elområden
- upprätta en metod för att bestämma långsiktig kapacitet för överföring mellan elområden.

### **3.3.1 Vad är syftet med FCA?**

Syftet med FCA är att marknadsaktörer inom EU ska ges möjlighet att hantera ekonomiska risker som uppkommer vid handel med el på grund av att priserna varierar såväl över tid som mellan olika elområden.

FCA anger metoderna för hur långsiktiga kapacitetstilldelningsregler mellan olika elområden ska utformas samt hur *risksäkringsprodukter* ska hanteras. FCA säkerställer att risksäkringsprodukter kommer att finnas tillgängliga. Risksäkringsprodukterna kommer att kunna användas av producenter, förbrukare och elhandelsföretag för att hantera framtida prisrisker i de områden där de är verksamma.

Figur 5 Förhandsmarknaden



### Risksäkring med överföringsrättigheter

Reglerna i FCA innebär att transmissionsnätsföretag som huvudregel ska utfärda överföringsrättigheter på sammanlänkningar<sup>19</sup> (överföringsförbindelser) till en annan medlemsstat. Överföringsrättigheter delas in i fysiska och finansiella överföringsrättigheter.

En *fysisk överföringsrättighet* (Physical Transmission Right - PTR) är en rätt att överföra en viss mängd energi över en viss överföringsförbindelse i en viss riktning under en given tidsperiod. En PTR i FCA är utformad som en option med tillägget "använd eller sälj" (UIOSI - Use-It-Or-Sell-It). Överföringsrättigheten kan användas för att föra över energi från en marknad till en annan, oavsett på vilket sätt energin är förvärvad, via egen produktion, handel på elbörs eller via s.k. OTC-handel (Over the counter).

Den aktör som har köpt en överföringsrättighet kan enligt FCA använda den på två sätt. Antingen använder sig innehavaren av rättigheten att överföra energin (Use It) och utnyttjar därigenom den andel av överföringsförbindelsens kapacitet som man betalat för. Om rättigheten utnyttjas kan ingen annan aktör och inte heller aktörer på dagen före-marknaden använda den nominerade<sup>20</sup> kapaciteten av överföringsförbindelsen. Alternativt kan innehavaren välja att inte använda rättigheten till att överföra energi. I detta fall, dvs. om rättigheten inte nomineras, säljer innehavaren istället överföringsrätten till dagen före-marknaden (Sell It) mot det belopp den försålda kapaciteten värderas till på dagen före-marknaden.

Det är transmissionsnätsföretagen som är ansvariga för beräkningen av hur stor volym (MW) överföringsrättigheter som kan eller bör säljas för varje överföringsförbindelse enligt FCA. Det är också transmissionsnätsföretagen som är ansvariga för att utfärda och auktionera PTR. Transmissionsnätsföretagen är även ansvariga

<sup>19</sup> En överföringsledning som passerar eller sträcker sig över en gräns mellan medlemsstater och som kopplar samman medlemsstaternas nationella överföringssystem, artikel 2.1 förordningen (EG) nr 714/2009. Benämns härefter som överföringsförbindelse.

<sup>20</sup> En nominering är en bekräftelse på att man utnyttjar den kapacitet man tidigare skaffat sig rätten att utnyttja.

för nomineringsförfarandet, då transmissionsnätsföretagen tar emot och sammanställer innehavarna av överföringsrättigheternas nomineringar. Innan transmissionsnätsföretaget lämnar tillgänglig kapacitet till dagen före-marknaden, dras den nominerade kapaciteten ifrån den totala tekniskt tillgängliga kapaciteten.

En *finansiell överföringsrättighet* (FTR) ger ägaren rätt att få eller betala (beroende på om det är en option eller obligation) en finansiell ersättning som baseras på prisskillnaden i dagen före-marknaden mellan de två budområden som rättigheten är kopplad till. Rättigheten gäller för en specifik tidsperiod och i en viss riktning. Definitionen av en finansiell överföringsrättighet är övergripande och kontraktstypen finansiella överföringsrättigheter delas in i optioner och obligationer. Även volymen för de finansiella överföringsrättigheterna beräknas och tilldelas av transmissionsnätsföretagen.

Om det redan finns överföringsrättigheter på överföringsförbindelser vid ikraftträdandet av FCA behövs inga beslut om införande av överföringsrättigheter. Om det däremot inte finns några överföringsrättigheter på en viss elområdesgräns ska det tas ett beslut inom sex månader från ikraftträdandet om det ska införas överföringsrättigheter eller inte. Överföringsrättigheter behöver inte införas om redan finns tillräckliga möjligheter till risksäkring eller om det införs andra sätt än överföringsrättigheter för att stödja möjligheten till risksäkring.

### 3.3.2 Det här handlar reglerna i FCA om

#### ***Den långsiktiga kapaciteten beräknas av transmissionsnätsföretaget***

För att transmissionsnätsföretagen ska kunna ställa ut överföringsrättigheter behöver den långsiktiga kapaciteten beräknas. Av FCA följer att den långsiktiga kapacitetsberäkningen för en period om ett år eller en månad bör samordnas åtminstone på regional nivå. På så vis säkerställs det att transmissionsnätsföretagens beräkning av kapacitet inom regionen blir tillförlitlig och att maximal långsiktig kapacitet görs tillgänglig så att överföringsrättigheter kan ställas ut. På så sätt främjas ett effektivt resursutnyttjande.

För att underlätta kapacitetsberäkningen ska transmissionsnätsföretagen ta fram en *gemensam nätmodell*. En nätmodell består av uppgifter som beskriver ett elkraftsystems egenskaper såsom tillgänglig produktion och förbrukning och hur nätet är uppbyggt (t.ex. ledningsnätets struktur och uppdelning i spänningsnivåer). Med hjälp av nätmodellen och olika scenarier gör transmissionsnätsföretagen datasimuleringar för att prognostisera framtida driftförhållanden på både kort- och lång sikt s.k. *tidsprognoser*. Kortare prognoser är viktiga vid optimering av tillgänglig överföringskapacitet i elnätet, medan långtidsprognoser t.ex. är värdefulla för att bedöma framtida planering av underhållsåtgärder eller behov av investeringar. Nätmodellen ska ta hänsyn till och komplettera den nätmodell som tagits fram enligt förordningen CACM<sup>21</sup> och ska bygga på transmissionsnätsföretagens individuella nätmodeller.

Dessutom ska transmissionsnätsföretagen bestämma alla nödvändiga data för den långsiktiga kapacitetsberäkningen. Två olika kapacitetsberäknings- och tilldelningsmetoder pekas ut i CACM. Enligt huvudregeln ska

---

<sup>21</sup> Se även i avsnittet om CACM. Nätmodellen används även i förordningen SO.

transmissionsnätsföretagen använda *metoden för samordnad nettoöverföringskapacitet* (CNTC) för att beräkna och tilldela långsiktig gränsöverskridande kapacitet. Som alternativ kan en *flödesbaserad metod*<sup>22</sup> användas. En flödesbaserad metod får användas om överföringskapaciteten mellan elområdena är starkt ömsesidigt beroende av varandra och användningen av metoden är motiverad för att få en ökad ekonomisk effektivitet.

#### **Överföringsrättigheter auktioneras ut av transmissionsnätsföretagens plattform**

Transmissionsnätsföretagens tilldelning av kapacitet mellan elområden till marknadsaktörerna ska ske genom auktioner. För att underlätta auktionerna ska transmissionsnätsföretagen inrätta en gemensam plattform. Denna plattform är i drift och dess funktioner framgår av FCA.

Långsiktig kapacitet mellan elområden tilldelas marknadsaktörerna som fysiska överföringsrättigheter enligt principen för Use It or Sell It, eller som finansiella överföringsrättigheter i form av optioner eller obligationer. Hur auktionerna ska gå till, hur priset på rättigheterna sätts, hur avräkningen går till med mera följer av de metoder och villkor som transmissionsnätsföretagen ska utarbeta enligt FCA. Metoderna och villkoren som utarbetats ska godkännas av berörda tillsynsmyndigheter.

I FCA finns också bestämmelser om hur och av vem innehavaren av en rättighet, som köpts i auktionen, ska få ersättning om rättigheten inte utnyttjas.

För att en marknadsaktör ska kunna delta i handeln med långsiktiga överföringsrättigheter behöver aktören registrera sig hos plattformen. Registrering ska tillåtas om aktören uppfyller kraven för att vara registrerad. Exempel på sådana krav är att aktören ska kunna uppvisa tillräcklig likviditet och ställa tillräckliga säkerheter för ett anbud.

#### **Undantag från systemet med långsiktiga överföringsrättigheter**

Som beskrivits ovan tillåter FCA, efter beslut av nationell tillsynsmyndighet, att ett nationellt transmissionsnätsföretag inte utfärdar överföringsrättigheter.

Tillsynsmyndighetens beslut om att överföringsrättigheter inte ska utfärdas ska grundas på en bedömning att den befintliga förhandsmarknaden ger marknadsaktörerna tillräckliga möjligheter till risksäkring i de berörda elområdena. Med berörda elområden avses elområdena vid vardera sidan av en viss elområdesgräns.

Om tillsynsmyndighetens bedömning är att möjligheterna för risksäkring är otillräckliga ska de begära att transmissionsnätsföretagen utfärdar långsiktiga överföringsrättigheter eller säkerställer att andra långsiktiga risksäkringsprodukter för överföring mellan elområden görs tillgängliga. I sådana fall ska transmissionsnätsföretagen ta fram ett förslag för hur detta ska gå till. Förslaget ska lämnas in inom sex månader och kräver godkännande av tillsynsmyndigheterna.

---

<sup>22</sup> Flödesbaserad metod är en metod för kapacitetsberäkning där energiutbyten mellan elområden begränsas av fördelningsfaktorer för kraftöverföring och tillgängliga marginaler för kritiska linjesegment (artikel 2.9 CACM).

Innan tillsynsmyndigheten fattar beslut om undantag att utfärda överföringsrättigheter för det nationella transmissionsnätsföretaget ska det nationella beslutet samordnas med berörd tillsynsmyndighet på den andra sidan av elområdesgränsen. Innan tillsynsmyndigheterna samordnar ett sådant beslut ska de även samråda med de andra tillsynsmyndigheterna i kapacitetsberäkningsregionen<sup>23</sup> och med marknadsaktörerna.

En ny bedömning av möjligheterna till prissäkring ska ske minst vart fjärde år av berörda tillsynsmyndigheter i samarbete med ACER.

### **3.3.3 Svenska kraftnät ska inte utfärda överföringsrättigheter**

#### ***Ei har utrett om överföringsrättigheter bör införas***

När FCA trädde ikraft fanns inte överföringsrättigheter vid någon elområdesgräns till Sverige. Ei har därför tagit ställning till om långsiktiga överföringsrättigheter ska utfärdas av Svenska kraftnät. De elområdesgränser som Ei har prövat är elområdesgränserna till Danmark, Finland, Litauen och Polen.

Ei:s beslut om överföringsrättigheter ska utfärdas eller inte har föregåtts av flera utredningar om risksäkringsinstrument för förhandsmarknaden. Ett exempel på det är en utvärdering ur ett nordiskt marknadsperspektiv om vad som är det bästa sättet för ett transmissionsnätsföretag att agera på marknaden för risksäkring. Ett ytterligare exempel är en studie om en metod för utvärdering av om förhandsmarknaden ger tillräckliga möjligheter till risksäkring<sup>24</sup>. Ei har genomfört ett regeringsuppdrag som sammanfattas i en rapport<sup>25</sup> och gjort en analys av möjligheterna till risksäkring i de svenska elområdena<sup>26</sup>.

Ei har tillsammans med övriga tillsynsmyndigheter inom Norden vid flera tillfällen haft samråd med intressenter på marknaden om önskad utveckling av risksäkring på den nordiska marknaden<sup>27</sup>. Det har vid dessa tillfällen framkommit att merparten av alla aktörer som idag är aktiva i förhandsmarknaden önskar bibehålla och utveckla den nuvarande marknadsmodellen med finansiell handel med system- och EPAD-kontrakt.

#### ***Prövning av möjligheten till risksäkring i svenska elområden***

Ei:s granskning av elområdesgränserna till Danmark, Finland, Litauen och Polen under 2016 och 2017 har resulterat i beslut om att långsiktiga överföringsrättigheter inte ska utfärdas.<sup>28</sup> I samtliga fall har Ei funnit att risksäkringsmöjligheterna i svenska elområden är tillräcklig, se Tabell 3.

<sup>23</sup> Det geografiska område där samordnad kapacitetsberäkning tillämpas. Se även CACM.

<sup>24</sup> Rapporten "Methods for evaluation of the Nordic forward market for electricity by THEMA Consulting Group and Hagman Energy" Björndalen, J. et al (2016).

<sup>25</sup> Se rapport "Områdesprissäkring och den nordiska elmarknadsmodellen - Ei R2013:16, www.ei.se.

<sup>26</sup> Se "Utvärdering av prissäkringsmöjligheter i den svenska elmarknaden – för samråd enligt FCA-förordningen, www.ei.se.

<sup>27</sup> Ei har tillsammans med övriga nordiska tillsynsmyndigheter anordnat samråd den 20 april 2015, 10 maj 2016 och den 7 december 2016. Sammanfattningar från dessa finns på NordREGs webbplats, www.nordicenergyregulators.org.

<sup>28</sup> Dnr 2017-100715 till 100720, se mer på www.ei.se

Tabell 3 Ei:s granskning av risksäkringsmöjligheter i sammanfattning

Elområdesgräns	Analysresultat avseende elområdesgränsen	Åtgärd
Sverige (SE1, SE3) - Finland	Tillräckliga möjligheter till risksäkring i båda elområdena	Ingen
Sverige (SE4) - Polen	Tillräckliga möjligheter till risksäkring i båda elområdena	Ingen
Sverige (SE3, SE4) - Danmark (DK1, DK2)	Tillräckliga möjligheter till risksäkring i Sverige men inte Danmark	Stödja marknaden på annat sätt
Sverige (SE4) - Litauen	Tillräckliga möjligheter till risksäkring i Sverige men inte i Litauen	Stödja marknaden på annat sätt

När det gäller elområdesgränserna mellan Sverige och Danmark har Ei och DERA<sup>29</sup> fattat beslut med samma innebörd om att Svenska kraftnät respektive Energinet.dk<sup>30</sup> ska säkerställa att andra långsiktiga risksäkringsprodukter för överföring mellan elområden görs tillgängliga. Detta därför att DERA bedömde att elområdena i Danmark inte erbjöd tillräckliga möjligheter till risksäkring. Svenska kraftnät och det danska transmissionsnätets företag har återkommit med förslag till hur problemen ska lösas och förslaget har godkänts av Ei. När det gäller elområdesgränsen mellan Sverige och Litauen har Ei ännu inte tagit ställning till hur bristerna i den litauiska förhandsmarknaden ska åtgärdas.

#### ***Även om Svenska kraftnät inte utfärdar överföringsrättigheter gäller FCA***

Även om Svenska kraftnät inte deltar i handeln med överföringsrättigheter behöver Svenska kraftnät delta i att utforma och lämna förslag till vissa av de metoder och villkor som följer av FCA och dessa förslag ska prövas av Ei.

För att kunna genomföra marknadskopplingen för kapacitetstilldelning mellan elområden på förhandsmarknaderna ska t.ex. Svenska kraftnät, tillsammans med alla övriga transmissionsnätets företag i EU, utarbeta ett förslag till en gemensam metod för tillhandahållande av produktions- och lastdata som krävs för att fastställa den gemensamma nätmodellen (se ovan) för långsiktiga tidsramar. Ei ska godkänna detta förslag, vilket också har skett. Ei kommer också att tillsammans med övriga tillsynsmyndigheter att ta ställning till och fatta beslut om den gemensamma nätmodellen kan godkännas.

### **3.3.4 Vad innebär reglerna för aktörerna?**

#### ***Inga större förändringar för svenska marknadsaktörer***

Eftersom Ei har fattat beslut om att Svenska kraftnät inte ska utfärda långsiktiga överföringsrättigheter på elområdesgränser mellan Sverige och våra grannländer innebär FCA inte i nuläget någon ändring av förhandsmarknaden i Sverige.

Ei behöver utreda förutsättningarna för risksäkring i svenska elområden minst vart fjärde år. Nästa utredningstillfälle är senast år 2020. Det betyder att nuvarande beslut kan komma att omprövas. Svenska kraftnät kan då, om risksäkringsmöjligheterna bedöms vara bristfälliga, behöva utfärda långsiktiga överföringsrättigheter.

För marknadsaktörerna som handlar med el i Sverige innebär FCA inga större förändringar. Aktörernas nuvarande verktyg, dvs. risksäkring med systempriskontrakt som kan kombineras med EPAD-kontrakt, är oförändrade. För svenska

<sup>29</sup> DERA är den danska tillsynsmyndigheten.

<sup>30</sup> Det danska transmissionsnätets företag.



marknadsaktörer innebär FCA dock en trygghet om att risksäkringsmöjligheterna kommer att utvärderas regelbundet. Ei har en skyldighet att på eget initiativ, eller efter begäran av Svenska kraftnät, utvärdera möjligheterna till risksäkring minst vart fjärde år. På så vis kan marknadsaktörerna räkna med att Ei beslutar om att åtgärder vidtas om det inte finns tillräckliga möjligheter till risksäkring. Någon sådan möjlighet fanns inte tidigare.

För marknadsaktörer i Sverige, som handlar med el i andra EU-länder, finns det redan idag fördelar med FCA eftersom de kan handla på en gemensam plattform för långsiktiga överföringsrättigheter för kontinentala delen av EU. Det harmoniserade systemet för handel med långsiktiga överföringsrättigheter innebär att berörda aktörer slipper ha kunskap om och genomföra handel på olika lokala plattformar vilket tidigare var fallet.

#### **Svenska kraftnät och Ei:s roll i FCA**

Svenska kraftnät ska delta i utvecklingen av de metoder och villkor som följer av FCA. Ei ska vara med och pröva dessa metoder och villkor oavsett om Svenska kraftnät utfärdar överföringsrättigheter eller inte. Arbetsbördan och kostnaden för införandet av de nya regler som FCA medför blir dock mindre än om Svenska kraftnät hade utfärdat långsiktiga överföringsrättigheter eftersom Svenska kraftnät genom detta är undantagna från de flesta uppgifter under FCA.

I de delar Svenska kraftnät och Ei inte behöver delta i beslutsprocessen<sup>31</sup> på grund av att Svenska kraftnät inte utfärdar överföringsrättigheter är det ändå viktigt att Svenska kraftnät och Ei aktivt följer utvecklingen av de metoder och villkor som beslutas och tillämpas enligt med FCA.

För närvarande pågår också en diskussion om hur kostnaderna för systemet med långsiktiga överföringsrättigheter ska fördelas mellan transmissionsnätsföretagen. Utgångspunkten för Ei och de svenska aktörerna är att kostnaderna ska fördelas mellan de transmissionsnätsföretag som erbjuder långsiktiga överföringsrättigheter. Detta innebär att Svenska kraftnät inte ska vara med och betala för systemet.

Tabell 4 Påverkan och möjligheter FCA

Aktör	Påverkan	När
Marknadsaktör	Nya detaljerade regler om kapacitetstilldelning mellan elområden på förhandsmarknaderna	Från den 17 oktober 2017
Svenska kraftnät	Eventuellt utfärda överföringsrättigheter alternativt säkerställa att andra långsiktiga risksäkringsprodukter för överföring mellan elområden görs tillgängliga som ett stöd till elgrossistmarknadernas funktion.	Från 2018
Svenska kraftnät	Ta fram förslag till metod för produktion- och lastdata	2018
Svenska kraftnät	Ta fram förslag till gemensam nätmodell	2018
Ei	Ta beslut att inte utfärda överföringsrättigheter i Sverige	Från maj 2017 och framåt
Ei	Utvärdering av möjligheterna till risksäkring	Från 2017 och senast var fjärde år.
Ei	Godkänna metod för produktion- och lastdata	2018
Ei	Godkänna gemensam nätmodell	2018

<sup>31</sup> Denna fråga är under utredning inom ACER.

## 3.4 Förordningen CACM

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

Förordningen trädde i kraft den 14 augusti 2015.

**På engelska:** Commission Regulation (EU) 2015/1222 of 24 July 2015 establishing a guideline on capacity allocation and congestion management

Härefter benämnd CACM.

### CACM ska

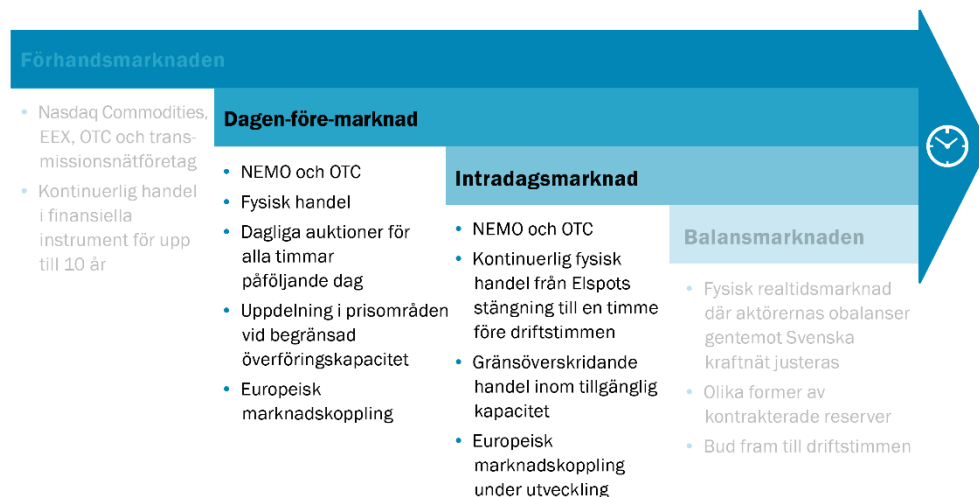
- främja effektiv gränsöverskridande användning av elmarknadens tillgängliga resurser
- öka handeln och konkurrensen
- etablerar konkurrens mellan handelsplattformar för el.

### 3.4.1 Vad är syftet med CACM?

Syftet med CACM är att ytterligare harmonisera dagen före-marknaden och intradagsmarknaden inom EU. Tanken är att detta ska leda till bland annat god konkurrens, ökad transparens och effektiv prissättning på el.

Reglerna i CACM är uppbyggda så att harmoniseringen sker stegvis vartefter metoder och villkor tas fram och genomförs. En enda gemensam inre marknad kan inte skapas utan denna stegvisa harmonisering.

Figur 6 Dagen-före-marknaden



Redan idag har dagen före-marknaden i viss utsträckning harmoniserats. Den nordiska dagen före-marknaden är sammankopplad med stora delar av övriga EU:s regionala och lokala elmarknader. Genomförandet av de metoder och villkor som följer av CACM kommer dock att påverka de svenska marknadsaktörerna genom att handeln på dagen före-marknaden kommer att omfatta ett större

geografiskt område. Detta gäller även för intradagsmarknaden eftersom marknaden, som hittills varit nordisk/baltisk, efter stegvis harmonisering kommer att omfatta hela EU.

### **3.4.2 Det här handlar reglerna i CACM om**

CACM innehåller flera bestämmelser som ger transmissionsnätsföretag och nominerade elmarknadsoperatörer inom EU i uppdrag att ta fram detaljerade metoder och villkor för sammankopplingen av marknaden. Det finns även regler om hur transmissionsnätsföretagen i högre grad ska samarbeta regionalt för att göra ännu större del av infrastrukturen tillgänglig för handel.

Marknadskopplingen, som är en del av harmoniseringen av dagen före-marknaden och intradagsmarknaden, innebär att marknadsaktörernas köp- och säljbud från hela EU ska kunna matchas så långt som den tillgängliga överföringskapaciteten möjliggör det. Matchningen av bud sker genom ett auktionsförfarande på dagen före-marknaden medan matchningen på intradagsmarknaden kommer att ske genom kontinuerlig handel under den tid som intradagsmarknaden är öppen. För detta används en gemensam *algoritm* (en beräkningsmetod som följer givna instruktioner).

#### ***Stegvis genomförande sker genom att dela in EU i regioner***

Överföringsnäten i olika medlemsstater och regioner har olika teknisk utformning. Befintliga metoder för beräkning och tilldelning av överföringskapacitet samt hantering av överbelastning behöver därför successivt anpassas till en gemensam metod. För att möjliggöra för sådan anpassning har transmissionsnätsföretagen inom EU, i enlighet med CACM, tillsammans tagit fram förslag till indelning i kapacitetsberäkningsregioner i vilka varje elområdesgräns inom EU tillhör en specifik kapacitetsberäkningsregion.

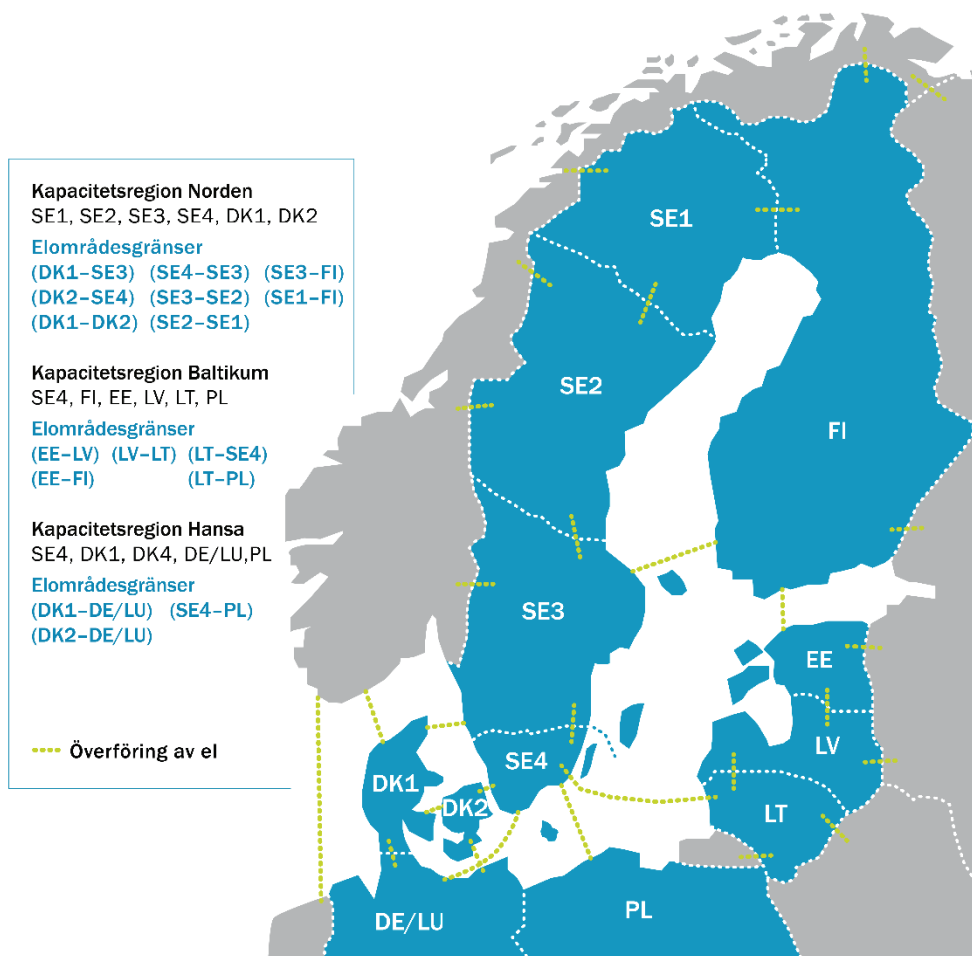
Vilka elområdesgränser som hör till vilken kapacitetsberäkningsregion beslutades av ACER i november 2016.<sup>32</sup> Det finns för närvarande tio kapacitetsberäkningsregioner varav Norden är en. Svenska elområdesgränser tillhör förutom regionen Norden också kapacitetsberäkningsregionerna Hansa och Baltikum.<sup>33</sup>

---

<sup>32</sup> Dnr 2015–100452, se mer på [www.ei.se](http://www.ei.se).

<sup>33</sup> De tio kapacitetsregionerna är: Norden, Hansa, Core, Italien norra, Grekland – Italien, Sydvästra Europa, Irland och Storbritannien, Kanal, Baltikum och Sydöstra Europa.

Figur 7 Kapacitetsregioner och elområdesgränser



Baltic Cable AB, som äger överföringsförbindelsen Baltic Cable mellan Sverige och Tyskland, är inte ett certifierat transmissionsnätstämpling. Baltic Cable omfattas därför inte av de bestämmelser som finns i CACM om kapacitetsberäkningsregioner. Detta innebär att elområdesgränsen mellan Sverige och Tyskland inte tillhör någon kapacitetsberäkningsregion.<sup>34</sup>

#### **Beräkning och samordning av överföringskapacitet**

Metoderna som beskrivs nedan ska säkerställa att beräkningen av överföringskapacitet sker på ett optimalt sätt.

#### *De individuella nätmodellerna sammanfogas till en modell*

För att beräkna tillgänglig överföringskapacitet på ett samordnat sätt måste transmissionsnätstämplingarna samarbeta och få tillgång till uppgifter om elsystemets funktion och status utanför det egna ansvarsområdet. Detta uppnås genom att det skapas en gemensam nätmodell<sup>35</sup>. En nätmodell är modell av elnätet och överföringsförbindelser där uppgifter om tillgänglig produktion och förbrukning

<sup>34</sup> Elområdesgränserna till Norge ingår inte heller i någon kapacitetsberäkningsregion. Norge är på väg att införa tredje inre marknads paketet i norsk lagstiftning. Först när detta är på plats och en ändring av berörda kapacitetsberäkningsregioner är genomförd så kommer elområdesgränserna till Norge att ingå i berörda kapacitetsberäkningsregioner.

<sup>35</sup> Nätmodell används även för andra ändamål, se t.ex. avsnitten om förordningen FCA och SO.

uppdateras löpande. Med hjälp av nätmodellen, scenarion med t.ex. olika väderuppgifter och datasimuleringar, gör transmissionsnätsföretagen prognoser om framtida driftförhållanden på både kort och lång sikt, *tidsprognoser*.<sup>36</sup>

Beräkning av tillgänglig överföringskapacitet mellan medlemsstaterna och mellan elområden inom en medlemsstat görs idag utifrån individuella nätmodeller hos varje transmissionsnätsföretag. Eftersom CACM kräver att beräkningen framöver ska göras utifrån en gemensam nätmodell har transmissionsnätsföretagen gemensamt tagit fram en metod som beskriver hur de individuella nätmodellerna ska sammanfogas till en gemensam. Ei godkände i maj 2017, tillsammans med övriga tillsynsmyndigheter inom EU, metoden för gemensam nätmodell.<sup>37</sup>

#### *Uppgifter till grund för den gemensamma nätmodellen*

För att transmissionsnätsföretagen ska kunna göra tillförlitliga prognoser utifrån de individuella nätmodellerna behövs relevanta och tillförlitliga uppgifter. Det är också viktigt att de uppgifter som transmissionsnätsföretagen använder är strukturerade på samma sätt för att kunna sammanfoga de individuella nätmodellerna till en gemensam nätmodell. Därför har transmissionsnätsföretagen inom EU tagit fram en gemensam metod för vilka uppgifter som berörda nationella aktörer behöver skicka in till sina respektive transmissionsnätsföretag. Det är framför allt ägarna till de anläggningar som är anslutna till transmissionsnätet som är berörda av metoden, t.ex. distributionsnätsföretag, HVDC-förbindelser och anläggningar för elproduktion. Det är bara de uppgifter som krävs för den gemensamma nätmodellen som får samlas in, och enbart om dessa uppgifter inte redan är offentliga eller tillgängliga för Svenska kraftnät via avtal eller lagstiftning. Ei godkände i januari 2017 tillsammans med övriga tillsynsmyndigheter inom EU den föreslagna metoden för tillhandahållande av produktions- och lastdata <sup>38</sup>.

#### *Kapacitetsberäkningen*

Utifrån den gemensamma nätmodellen ska transmissionsnätsföretagen gemensamt beräkna hur mycket tillgänglig överföringskapacitet mellan elområdena som kan tilldelas marknadskopplingen från timme till timme och dygn till dygn. För att säkerställa att beräkningen är tillförlitlig och att optimal överföringskapacitet görs tillgänglig ska transmissionsnätsföretagen inom respektive kapacitetsberäkningsregion ta fram en gemensam metod för kapacitetsberäkning. Metoden måste hantera avvägningen mellan att tillåta så mycket handel som möjligt mellan medlemsstaterna, och mellan eventuella elområden inom en medlemsstat, utan att äventyra driftsäkerheten i elnätet.

Transmissionsnätsföretagen i de tre kapacitetsberäkningsregioner där svenska elområdesgränser ingår (Norden, Hansa och Baltikum) använder idag en beräkningsmetod som kallas *NTC* (Net Transfer Capacity). Enligt CACM ska alla kapacitetsberäkningsregioner som huvudregel använda sig av en annan metod för att beräkna kapacitet, en *flödesbaserad beräkningsmetod*. Under en övergångsperiod kan en utvecklad version av *NTC* (kallad *CNTC*) också användas men då måste

---

<sup>36</sup> Kortare prognoser till optimering av tillgänglig överföringskapacitet i elnätet, långtidsprognoser till att bedöma framtida planering av underhållsåtgärder eller behov av investeringar.

<sup>37</sup> Dnr 2015-102891, se mer på [www.ei.se](http://www.ei.se).

<sup>38</sup> Dnr 2016-102242, se mer på [www.ei.se](http://www.ei.se).

transmissionsnätsföretagen visa att tillämpningen av den flödesbaserade metoden inte är mer effektiv.

Det finns avgörande skillnader mellan *NTC-metoden* och den flödesbaserade metoden. När NTC-metoden tillämpas behöver transmissionsnätsföretagen göra kvalificerade bedömningar och prognoser av hur marknadsaktörernas handel under nästkommande dygn kommer att belasta nätet. Utifrån dessa bedömningar gör transmissionsnätsföretagen avvägningar av hur stora flöden som kan tillåtas på olika elområdesgränser utan att äventyra driftsäkerheten och detta sätter begränsningarna för handeln. I en flödesbaserad beräkningsmetod behöver transmissionsnätsföretagen inte beräkna dessa begränsningar i förväg. Istället matchas köp- och säljbud med hänsyn tagen till hur handeln belastar nätet. På det sättet kan nätet utnyttjas mer effektivt.

Ei har i skrivande stund inte godkänt någon kapacitetsberäkningsmetod för de tre kapacitetsberäkningsregioner som de svenska elområdesgränserna ingår i. Transmissionsnätsföretagen i Norden har föreslagit att den flödesbaserade metoden ska användas, medan transmissionsnätsföretagen i kapacitetsberäkningsregionerna Baltikum och Hansa föreslår att beräkning ska göras utifrån CNTC-metoden. Ei:s beslut kan förväntas under 2018.

*Samordningen av användningen av avhjälpande åtgärder är viktig för kapacitetsberäkningen*

CACM ställer också krav på att transmissionsnätsföretagen inom respektive kapacitetsberäkningsregion samordnar *avhjälpande åtgärder* för hanteringen av överbelastningar inom och mellan elområden. En överbelastning inträffar när behovet (marknadens önskemål) av att överföra el över en viss överföringsförbindelse är större än vad som är fysiskt möjligt eller säkert. För att motverka detta kan transmissionsnätsföretagen använda sig av olika avhjälpande åtgärder t.ex. *motköp* och *omdirigering*. Motköp innebär att transmissionsnätsföretaget, under drift, beordrar ökad produktion eller minskad förbrukning på underskottssidan av överföringsförbindelsen och samtidigt beordrar minskad produktion eller ökad förbrukning på överskottssidan. Denna åtgärd minskar överföringen över en överföringsförbindelse. Omdirigering innebär att flödet av el styrs en annan väg än vad som ursprungligen planerats. En effektiv samordning mellan transmissionsnätsföretagens avhjälpande åtgärder kan minska överbelastningar och kostnader samt leda till att mer överföringskapacitet kan tilldelas.

Ei har ännu inte godkänt någon samordnad metod för avhjälpande åtgärder för någon av kapacitetsberäkningsregionerna Norden, Hansa eller Baltikum. Ei har inte heller godkänt den metod som ska klargöra hur kostnader för motköp och omdirigering ska fördelas mellan transmissionsnätsföretagen inom varje region. Beslut från tillsynsmyndigheterna i respektive region kan förväntas under 2018.<sup>39</sup>

*Begränsningen av användningen av intäkter från överbelastningar är ett viktigt incitament för kapacitetsberäkningar och investeringar*

När en överbelastning uppstår på en överföringsförbindelse mellan två elområden blir elpriserna i respektive elområde olika. Prisskillnaden indikerar att marknaden vill använda mer el än vad som är möjligt att överföra. En av de centrala delarna i

---

<sup>39</sup> Dnr 2018–100265 till 100270, se mer på [www.ei.se](http://www.ei.se)

marknadskopplingen är att el flödar från ett område med lågt pris till ett område med högre pris. Skillnaden mellan priserna i de två områdena (multiplicerat med den överförda volymen) kallas för flaskhalsintäkter. I CACM används benämningen *intäkter från överbelastning*. Intäkterna från överbelastningarna tillfaller transmissionsnätsföretagen.

Tillförlitlig prissättning av överföringskapacitet är viktig för att transmissionsnätsföretagen ska ges incitament att investera i och tilldela optimal överföringskapacitet till marknadskopplingen. Transmissionsnätsföretagen inom EU ska enligt CACM ha en gemensam metod för hur intäkterna från överbelastning ska fördelas. Transmissionsnätsföretagen har föreslagit en metod för hur intäkterna från överbelastning på dagen före marknaden ska fördelas i de fall överbelastningen uppstår på en elområdesgräns med olika transmissionsnätsföretag på var sida av gränsen. Huvudregeln är att fördelningen ska ske efter ägarandel. ACER har i december 2017 beslutat om metod för fördelning av intäkter från överbelastning.<sup>40</sup>

Beslut om hur överföringskapaciteten på intradagsmarknaden ska prissättas har ännu inte fattats men kan förväntas under 2018. Det är ACER som fattar beslutet.

#### *Elområden behöver återspegla strukturella överbelastningar i elnäten*

En förutsättning för att få en effektiv kapacitetsberäkning och prissignaler är att elområdena återspeglar de *strukturella flaskhalsarna*, dvs. delar av nätet där överbelastningar är vanliga. Om elområdesindelningen inte tar hänsyn till eller reflekterar nätets svagheter blir det både dyrt och mer komplicerat att upprätthålla kapacitet för gränsöverskridande handel. Därtill kommer priserna inte att återspegla balansen mellan utbud och efterfrågan på ett korrekt sätt och riskerar att ytterligare investeringar i t.ex. produktion eller förbrukning inte placeras optimalt. Därför ska elområdena i EU återspegla de strukturella flaskhalsar som finns i elsystemet. Idag följer elområdena inom EU ofta medlemsstatens nationsgränser och inte de strukturella flaskhalsarna.

CACM innehåller regler som ger möjligheter för olika aktörer att initiera en översyn av indelningen i elområden. Dessutom ska ACER vart tredje år bedöma hur väl den nuvarande elområdesindelningen speglar de strukturella flaskhalsarna.

#### ***Effektivt utnyttjande av överföringskapacitet genom marknadskopplingen***

Det finns även metoder i CACM som ska säkerställa att överföringskapaciteten kan utnyttjas så effektivt som möjligt. Dessa beskrivs nedan.

#### *Garanterad överföringskapacitet är viktig för marknadsaktörerna*

Ei godkände i juni 2017, tillsammans med övriga tillsynsmyndigheter inom EU, transmissionsnätsföretagens förslag på gemensam tidsgräns för när överföringskapaciteten som tilldelats marknadskopplingen ska anses vara garanterad.<sup>41</sup> Att kapaciteten är garanterad innebär alltså att transmissionsnätsföretagen inte längre kan ändra den överföringskapacitet som de tilldelat marknadskopplingen. Information om när i tid överföringskapaciteten är garanterad kan vara viktigt för en del

<sup>40</sup> Dnr 2016–102243, se mer på [www.ei.se](http://www.ei.se).

<sup>41</sup> Dnr 2016–102480, se mer på [www.ei.se](http://www.ei.se).

marknadsaktörer eftersom tillgång på överföringskapacitet påverkar värdet på deras produktion eller förbrukning. Tidpunkten för när överföringskapaciteten ska vara garanterad är 60 minuter innan stängningstid för handel på dagen före-marknaden. Den nya tidsgränsen innebär en förbättring för svenska marknadsaktörer jämfört med idag eftersom tidpunkten för att kapacitet garanteras idag sammanfaller med stängningstiden för handel på dagen före-marknaden.

*Tidig öppningstid och sen stängningstid är viktigt för handeln på intradagsmarknaden*  
ACER fattade i april 2018 beslut om när intradagsmarknaden ska öppna respektive stängas.<sup>42</sup> Öppningstiden är det klockslag då marknadsaktörernas köp- och säljbud kan förmedlas till marknadskopplingen och matchas.

I beslutet slås det fast att öppningstiden för kapacitetsberäkningsregionen Norden blir klockan 15:00 och för Hansa och Baltikum klockan 18:00. Detta gäller fram till januari 2019 då öppningstiden för hela EU blir klockan 15:00. Stängningstiden är 60 minuter innan en *produkt* (hittills normalt timbaserade produkter) går till leverans. För närvarande är den dominerande *marknadstidsenheten* i EU en timme (60 min), men i framtiden kan produkter på 30 och 15 minuter väntas bli vanligare. Stängningstiden på 60 minuter gäller samtliga gränser utom för elområdesgränsen Finland och Estland där stängningstiden är 30 minuter innan leveranstimmen nås. Detta innebär exempelvis att handel i leveranstimmen 22–23 kan genomföras från 15.00 till 21.00.

Att överföringskapaciteten görs tillgänglig till marknadskopplingen så tidigt som möjligt är viktigt för att marknadsaktörer ska ges möjlighet att justera sina positioner.

*Regler för att säkerställa att överföringskapacitet tilldelas marknadskopplingen*  
För att överföringskapaciteten ska kunna nyttjas i marknadskopplingen behövs regler som säkerställer att överföringskapaciteten verkligen förmedlas till marknadskopplingen. Svenska kraftnät har, i enlighet med CACM, tagit fram regler (arrangemang) som bland annat ska garantera att överföringskapacitet tilldelas marknadskopplingen oavsett om det finns en eller flera verksamma NEMO i de svenska elområdena. Ei godkände i mars 2017 Svenska kraftnäts arrangemang för att möjliggöra marknadskoppling med mer än en NEMO i ett elområde.<sup>43</sup>

Beslut om arrangemang för Baltic Cable, dvs. bestämmelser för hur överföringskapaciteten på Baltic Cable ska kunna tilldelas marknadskopplingen, kan förväntas först under 2019.<sup>44</sup>

*Handel över elområdesgränser är möjlig även om marknadskopplingen inte kan genomföras*  
Det kan uppstå situationer då marknadskopplingen inte kan genomföras. Det kan t.ex. bero på att överföringskapacitet från en kapacitetsberäkningsregion inte har kunnat tilldelas marknadskopplingen eller att en NEMO inte i tid kan verifiera resultatet från marknadskopplingen. I den senare situationen behöver samtliga

---

<sup>42</sup> Dnr 2016–102479, se mer på [www.ei.se](http://www.ei.se).

<sup>43</sup> Dnr 2016–101956, se mer på [www.ei.se](http://www.ei.se).

<sup>44</sup> Dnr 2016–101955 och 2018–101437, se mer på [www.ei.se](http://www.ei.se).



kapacitetsberäkningsregioner frikopplas från varandra. CACM ställer krav på att transmissionsnätföretagen ska ha reservförfaranden som möjliggör handel över elområdesgränser även då handel inte kan ske via marknadskopplingen. Ei godkände reservförfarandena för kapacitetsberäkningsregionen Norden i mars 2018<sup>45</sup>, för Hansa i december 2017<sup>46</sup> och Baltikum i mars 2018<sup>47</sup>.

### **Marknadskopplingen**

Marknadskopplingen är det skede då marknadsaktörernas köp- och säljbud från hela EU matchas med hänsyn till hur mycket överföringskapacitet som finns tillgänglig mellan samtliga elområden. Marknadskopplingen innebär att elpriser per elområde och handlad volym beräknas utifrån marknadsaktörernas köp- och säljbud samt tillgänglig överföringskapacitet.

#### *De nominerade elmarknadsoperatörerna är ansvariga för marknadskopplingen*

Enligt CACM har alla NEMO ett gemensamt ansvar för att garantera att marknadskopplingen både för dagen före- och intradagshandeln genomförs på ett optimalt sätt. De har en skyldighet att agera *marknadskopplingsoperatör* och att ta om hand de uppgifter som följer av denna roll. Tillsammans har alla NEMO tagit fram en marknadskopplingsoperatörsplan som Ei godkände i maj 2017, tillsammans med övriga tillsynsmyndigheter inom EU.<sup>48</sup>

Planen beskriver bland annat att samarbetet mellan olika NEMO ska regleras genom ett antal avtal: ett samarbetsavtal, två operativa avtal (ett för dagen före- och ett för intradagskopplingen) samt ett antal avtal mellan alla NEMO och externa serviceleverantörer (t.ex. för IT).

Samarbetsavtalet, som alla NEMO måste underteckna, utgör grunden för samarbetet inom den s.k. kommittén. Kommittén ska bestå av representanter för alla NEMO inom EU. Kommittén ska bland annat hantera alla frågor som rör utvecklingen av marknadskopplingsoperatörens funktion, samarbetet mellan alla NEMO och transmissionsnätföretagen, prövning av tvistefrågor, budget samt kontakter med tillsynsmyndigheter och ACER.

De två operativa avtalen ska undertecknas av de NEMO som planerar att vara verksamma på dagen före- och/eller intradagsmarknaden. I de operativa avtalen kommer bland annat de operativa uppgifterna för marknadskopplingsoperatören att fastställas.

#### *Algoritmerna är navet i marknadskopplingen*

Marknadskopplingsoperatören tillämpar en särskild algoritm för att matcha köp- och säljbud. Algoritmen utgör navet i marknadskopplingen och ska vara utformad så att köp- och säljbuden matchas på ett optimalt sätt. Eftersom matchning sker genom ett auktionsförfarande på dagen före-marknaden och kontinuerligt på intradagsmarknaden används två olika algoritmer, en *priskopplingsalgoritm* och en *matchningsalgoritm*. Det är alla NEMO:s ansvar att ta fram förslag på algoritmer

---

<sup>45</sup> Dnr 2016–103186, se mer på [www.ei.se](http://www.ei.se).

<sup>46</sup> Dnr 2016–103187, se mer på [www.ei.se](http://www.ei.se).

<sup>47</sup> Dnr 2016–103188, se mer på [www.ei.se](http://www.ei.se).

<sup>48</sup> Dnr 2016–100519, se mer på [www.ei.se](http://www.ei.se).

som är utformade efter de krav som CACM föreskriver. ACER förväntas fatta ett beslut om algoritmerna under sommaren 2018.

För att algoritmerna ska fungera behövs minimi- och maximipriser, dvs. hur lågt respektive hur högt priset i marknadskopplingen för dagen före- och intradagsmarknaden kan tillåtas vara för att utbud och efterfrågan ska nå balans. NEMO har tillsammans tagit fram ett förslag om minimi- och maximipriser priser som ACER beslutade om i november 2017.<sup>49</sup>

Alla NEMO behöver också enas om vilka produkter som algoritmerna ska klara av att hantera. Med produkter avses t.ex. olika slags order. En order är en given kombination av leveransperiod och energivolym/effekt. Alla NEMO har tillsammans tagit fram förslag på produkter som Ei godkände i januari 2018, tillsammans med samtliga övriga tillsynsmyndigheter.<sup>50</sup> Enligt CACM har alla NEMO skyldighet att vartannat år samråda med marknadsaktörerna om vilka produkter som algoritmen ska kunna hantera för att säkerställa att produktutbudet speglar marknadsaktörernas efterfrågan.

Om det uppstår problem under processen att marknadskoppla ska marknadskopplingen ändå genomföras. Därför har NEMO tagit fram olika reservlösningar (backup-metod). Ei godkände tillsammans med övriga tillsynsmyndigheter förslag till backup-metod i januari 2018.<sup>51</sup>

#### *Utfall från marknadskopplingen*

Det finns ytterligare ett antal metoder som ska beslutas av Ei och som rör aktiviteter och ansvarsområden för transmissionsnätsföretag och NEMO som är nödvändiga för att marknadskopplingen ska kunna genomföras. Detta gäller bland annat metoderna för *Beräkning av planerade utbyten* och *Shipping*. Metoden för beräkning av planerade utbyten syftar till att minimera de ekonomiska transaktioner som uppstår som följd av marknadskopplingens beräknade gränsöverskridande flöden. Detta i sin tur minskar de totala kostnaderna för marknadskopplingen. Metoden för shipping tydliggör NEMO:s roll i att samverka med transmissionsnätsföretagen så att de gränsöverskridande transaktioner som följer av marknadskopplingen genomförs och vilka parter som har ansvar för den ekonomiska avräkningen av dessa.

#### **Förutsättningar för konkurrens mellan nominerade elmarknadsoperatörer**

CACM innehåller bestämmelser som skapar förutsättningar för en NEMO att vara verksam i EU:s medlemsstater. Enligt CACM ska varje medlemsstat säkerställa att det finns minst en NEMO i varje elområde i medlemsstaten. I Sverige är det Ei som godkänner ansökningarna. I november 2016 godkände Ei en ansökan från Nord Pool Spot AS om att få bli NEMO i de svenska elområdena.<sup>52</sup>

---

<sup>49</sup> Dnr 2016-102781, se mer på [www.ei.se](http://www.ei.se). Minimi- och maximipriser för dagen före- ska vara + 3000 EUR/MWh samt -500 EUR/MWh och för intradag + 9999 EUR/MWh samt -9999 EUR MWh.

<sup>50</sup> Dnr 2016-102780, se mer på [www.ei.se](http://www.ei.se).

<sup>51</sup> Dnr 2016-102782, se mer på [www.ei.se](http://www.ei.se).

<sup>52</sup> Dnr 2015-100457, se mer på [www.ei.se](http://www.ei.se).

En aktör som har blivit godkänd som NEMO i en medlemsstat har rätt att erbjuda sina tjänster i en annan medlemsstat utan att ansöka om att få bli nominerad. Ei fattade i februari 2016 beslut om att EPEX SPOT får erbjuda sina handeltjänster i svenska elområden.<sup>53</sup> EPEX SPOT har dock ännu inte påbörjat sin operativa verksamhet i Sverige (juni 2018).

En medlemsstat har möjlighet att neka en NEMO att erbjuda sina tjänster i medlemsstaten om det redan finns ett nationellt lagstadgat monopol eller att medlemsstaten kan visa att det finns tekniska hinder för att en NEMO ska kunna erbjuda sina handeltjänster. Inom EU är det nio medlemsstater som idag har lagstadgade monopol.<sup>54</sup>

### 3.4.3 Vad innebär reglerna för aktörerna?

#### ***CACM är en ramlagstiftning vilket ställer stora krav på samordning***

Transmissionsnättsföretag och nominerade elmarknadsoperatörer har samarbetat även tidigare men genom CACM skapas en standardiserad process för samarbetet. Att ta fram metoder och villkor i enlighet med CACM är en utmaning för NordPool, EPEX SPOT och Svenska kraftnät eftersom det ibland kan vara svårt att veta hur innehållet i metoderna och villkoren bör utformas för att främja en väl fungerande EU-marknad. Det finns också utmaningar för Ei att bedöma detta.

Ett nära samarbete mellan transmissionsnättsföretagen inom EU är viktigt. Samarbetet kräver ett stort mått av samordning och de uppgifter som Svenska kraftnät ska genomföra avseende marknadskopplingen ska samordnas löpande inom respektive kapacitetsberäkningsregion. Svenska kraftnäts roll är central när metoder och villkor ska tas fram. Ofta sker detta genom att Svenska kraftnät ingår överenskommelser med övriga transmissionsnättsföretag, regionalt eller inom hela EU. Processen bygger ibland också på förhandlingar mellan transmissionsnättsföretagen och alla NEMO.

För Ei som ska pröva transmissionsnättsföretagens respektive NEMO:s förslag, ofta tillsammans med övriga berörda tillsynsmyndigheter, har utmaningarna varit likartade. Förutom att förslagen kräver svåra överväganden om vilka metoder och förslag som bäst leder till en väl fungerande marknadskoppling har Ei också behövt utveckla strukturer för det regionala samarbetet. En särskild utmaning för Ei i processen med ärendehandläggning är att kombinera handläggningen med den förhandling med övriga berörda tillsynsmyndigheter som ibland krävs. Om Ei inte är framgångsrikt i förhandlingarna kan det medföra att Ei:s bedömning inte får genomslag.

En särskild utmaning för Ei är att vi inte tidigare tagit ställning till de metoder och villkor som tillämpas av en NEMO. I vissa fall är dessa aktörer nya aktörer på marknaden. Förutom att ställa krav på ny kompetens hos Ei har också etableringen av NEMO på EU:s elmarknad inneburit nya aktörer för Ei att övervaka. Ei träffar regelbundet de NEMO som är aktiva i Sverige för en dialog om hur operatörens roll bör utvecklas på elmarknaden.

---

<sup>53</sup> Dnr 2015–102890, se mer på [www.ei.se](http://www.ei.se).

<sup>54</sup> Källa ACER.

### ***Prövningen av metoder och villkor för beräkning av överföringskapaciteten***

Innan de olika elområdena kan kopplas samman i marknadskopplingen måste den tillgängliga överföringskapaciteten beräknas. Eftersom det är Svenska kraftnät som beräknar kapaciteten som ska lämnas till marknadskopplingen påverkar de olika metoderna och villkoren främst Svenska kraftnät och deras interna rutiner och processer. Nya IT-verktyg kommer att behövas för de olika processerna och informationsflödena. Ei bedömer att det varit en utmaning för Svenska kraftnät att ta fram och enas om ett förslag till kapacitetsberäkningsmetod i Norden. Svenska kraftnät och de övriga nordiska transmissionsnätsföretagen föreslår att den flödesbaserade metoden ska införas och om tillsynsmyndigheterna godkänner det kommer de nuvarande metoderna för kapacitetsberäkningen att ändras helt. Om tillämpningen av den flödesbaserade metoden kommer att göra mer kapacitet tillgänglig eller inte går inte att säkert bedöma innan metoden har införts.

Transmissionsnätsföretagen har därför föreslagit olika testfaser och att data från den nya kapacitetsberäkningsmetoden regelbundet ska offentliggöras.

Marknadsaktörerna såsom elproducenter, större elförbrukare och övriga elnätsföretag påverkas främst genom att de regelbundet behöver lämna uppgifter till Svenska kraftnät som ska ligga till grund för marknadskopplingen. Aktörerna lämnar redan idag liknande uppgifter till Svenska kraftnät. Detta innebär att det inte blir någon väsentlig skillnad för dessa aktörer med en ny kapacitetsberäkningsmetod. I övrigt kommer elproducenter, elhandlare och elförbrukare främst att vara beroende av att beräkningen av kapaciteten till grund för marknadskopplingen fungerar på bästa sätt.

För Ei har prövningen av de metoder och villkor som behöver tas fram för att beräkna kapaciteten som ska ingå i marknadskopplingen redan inneburit en mycket stor arbetsinsats trots att något beslut ännu inte fattats. Detta har berott på svårighetsgraden i att bedöma effekten av de förslag som transmissionsnätsföretagen lämnat men också på att olika tillsynsmyndigheter har haft olika uppfattning om vilka metoder och villkor som är rimliga och önskvärda. I de allra flesta fall har tillsynsmyndigheterna under ärendets handläggning behövt begära att transmissionsnätsföretagen ska justera sina förslag. I några fall har tillsynsmyndigheterna inte kunnat enas om ett metodförslag, vilket resulterat i att ärendet överförts till ACER. I dessa fall har Ei kunnat lämna synpunkter till ACER under ärendets gång samt tagit ställning till ACER:s förslag till beslut i ACER:s tillsynsnämnd.

### ***Gemensamma metoder ger mer överföringskapacitet till marknaden***

Transmissionsnätsföretagen använder sig av olika avhjälpande åtgärder som t.ex. motköp. Vilken avhjälpande åtgärd som används och hur kostnaderna fördelas får betydelse för hur mycket kapacitet som tilldelas marknadskopplingen. Intäkter från överbelastningar och hur dessa intäkter fördelas mellan transmissionsnätsföretagen kommer också att ge mer eller mindre incitament till transmissionsnätsföretagen att tillhandahålla överföringskapacitet. Under förutsättning att föreslagna metoder är effektiva kan mer överföringskapacitet tilldelas marknadskopplingen. De olika förslag som Svenska kraftnät (och övriga transmissionsnätsföretag) lämnat in till Ei och (övriga tillsynsmyndigheter) har ännu inte prövats i alla delar. Därför är det för tidigt att dra några slutsatser om de olika metoder som idag tillämpas kommer att ändras eller vilken effekt eventuella ändringar får. Ei verkar för att metoderna sammantaget ska leda till att transmissionsnätsföretagen får ökade incitament att

tillhandahålla överföringskapacitet till den gemensamma marknadskopplingen så att prisbildningen på marknaden blir så effektiv som möjligt. Om detta lyckas kommer det att gynna de svenska aktörer som är aktiva i handeln med el inom EU.

***Bestämmelserna om översyn av elområdesindelningen kan vara otillräckliga för att åstadkomma effektiva prissignaler***

En effektiv marknadskoppling bygger på att elområden kopplas ihop till en gemensam marknad. Det är därför positivt att CACM ger möjligheter för olika aktörer att initiera en översyn av den geografiska utformningen av elområden liksom att ACER ska bedöma effektiviteten i den nuvarande elområdesindelningen vart tredje år. Däremot anser Ei att det är osäkert om den process som följer av CACM kommer att vara tillräcklig för att leda till en annan elområdesindelning än den som gäller idag. I den pågående förhandlingen om en reviderad elmarknadsförordning, inom ramen för *Ren energi för alla*, pågår en dialog mellan kommissionen, Europeiska unionens råd och Europaparlamentet om ytterligare regler för elområdesindelningen för att åstadkomma en effektiv elområdesindelning i EU.

För svensk del innebär reglerna i CACM att en översyn av svenska elområden kan bli aktuell.

***Effektivt utnyttjande av överföringskapacitet genom marknadskoppling***

Ei anser att de metoder som beslutats i huvudsak kommer att leda till att EU:s gemensamma överföringskapacitet används på ett effektivt sätt. En förbättring för marknadsaktörerna jämfört med vad som gäller idag är t.ex. att överföringskapaciteten ska vara garanterad 60 minuter innan dagen före marknaden stänger dvs. att aktörerna vet hur mycket kapacitet som finns tillgänglig en timme tidigare än idag.

Vad gäller intradagsmarknaden, som hittills varit en nordisk/baltisk marknad, kommer en gemensam intradagsmarknad som innefattar hela EU att vara positiv för marknadsaktörerna. Intradagsmarknaden kommer att öppnas en timme senare än vad nordiska/baltiska aktörer hittills varit vana vid. Detta innebär en viss försämring för marknadsaktörerna som är aktiva i Norden/Baltikum men är en nödvändig kompromiss för att på sikt få en gemensam öppningstid inom EU.

På en marknad med flera NEMO är det viktigt att marknadsaktörerna kan vara säkra på att olika NEMO hanteras på ett likvärdigt sätt. De arrangemang som nu kommer att genomföras av Svenska kraftnät syftar till att olika NEMO i Sverige ska kunna agera med samma förutsättningar. Ei:s bedömning är också att de reservförfaranden som nu beslutats säkerställer en likvärdig tillgång till överföringskapacitet mellan NEMO.

***Marknadskopplingen***

För Sveriges del medför CACM vissa förändringar i fördelningen av roller och ansvar för både Svenska kraftnät och NEMO. Rollfördelningen påverkar dock inte marknadsaktörerna.

För respektive NEMO kommer marknadskopplingen att kräva investeringar i nya IT-system och den löpande hanteringen av marknadskopplingen kommer att generera kostnader som måste täckas. Kostnaden för de båda handelsplatserna (plattformarna), och hur stor del av kostnaderna för själva marknadskopplingen

som kommer att påverka svenska aktörer, kommer att prövas av Ei. Någon sådan prövning har ännu inte varit aktuell.

För Svenska kraftnät innebär marknadskopplingen förändringar för hur informationen utbyts med andra aktörer och skickas till marknadskopplingsoperatören. Genomförandet av metoderna för marknadskoppling kommer att ställa krav på Svenska kraftnäts IT-system och interna rutiner.

Hur väl de nya metoderna kommer att fungera måste utvärderas i takt med att de tas i bruk. Utgångspunkten är dock att marknadsaktörerna även fortsättningsvis ska kunna köpa och sälja de produkter som de efterfrågar. Alla NEMO har även en skyldighet enligt CACM att vartannat år samråda med marknadsaktörerna om vilka produkter som marknadskopplingen ska erbjuda marknaden. Det innebär att produkterna kontinuerligt kommer att utvärderas för att säkerställa att produktutbudet speglar marknadsaktörernas efterfrågan, vilket är en fördel. En nackdel jämfört med tidigare är att detta ska ske kollektivt och att det kommer ta längre tid innan produkterna ändras.

Handel med el på dagen före-marknaden kommer även fortsättningsvis ske genom auktioner och på intradagsmarknaden som huvudregel genom kontinuerlig handel. De två algoritmerna för att matcha köp- och säljbud är ännu inte beslutade, även om det är klart att de tekniska minimi- och maximipriserna för dagen före-marknaden och intradagsmarknaden är desamma som används vid matchning av köp- och säljbud i Norden idag. Utgångspunkten är därför att de svenska marknadsaktörerna inte kommer att uppleva någon större skillnad vid handel på dagen före- och intradagsmarknaden i takt med att metoderna för marknadskopplingen genomförs.

Från ett aktörsperspektiv är det centralt att veta att el kan handlas över elområdesgränserna även i de fall att marknadskopplingen av något skäl inte kan genomföras. Reservförfaranden för respektive kapacitetsberäkningsregion för att säkerställa detta är beslutade.

#### ***Konkurrens mellan nominerade elmarknadsoperatörer***

En intressant fråga är hur marknadsaktörernas beteende kan komma att ändras genom att det finns flera konkurrerande elbörser. För närvarande finns ingen konkurrens då EPEX SPOT ännu inte driver någon verksamhet i Sverige.

Ei anser att det finns vissa risker med att det är de nominerade elmarknadsoperatörerna som i samverkan ska genomföra marknadskopplingen för dagen före- och intradagsmarknaden. Ei har framfört att det finns grundläggande problem med att de nominerade elmarknadsoperatörerna har ett nära och formaliserat samarbete på en annars avreglerad marknad, där de också ska konkurrera med varandra. Det kan dessutom antas att kostnaderna blir högre för marknadskopplingen när varje nominerad elmarknadsoperatör ska kunna driva marknadskopplingen jämfört med om marknadskopplingen sköts av en aktör. Ei har beskrivit dessa och andra farhågor i en rapport tillsammans med övriga tillsynsmyndigheter i Norden.<sup>55</sup>

---

<sup>55</sup> NordREGs perspective on the development of competition among NEMOs, se [www.nordicenergyregulators.org](http://www.nordicenergyregulators.org).

### 3.5 Förordningen EB

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

Förordningen trädde i kraft den 18 december 2017 med undantag för artiklarna 14, 16, 17, 28, 32, 34–36, 44–49, och 54–57, vilka ska tillämpas först från och med den 28 november 2018.

**På engelska:** *Commission regulation (EU) 2017/2195 of 23 November 2017 establishing a guideline on electricity balancing.*

Härefter benämnd EB.

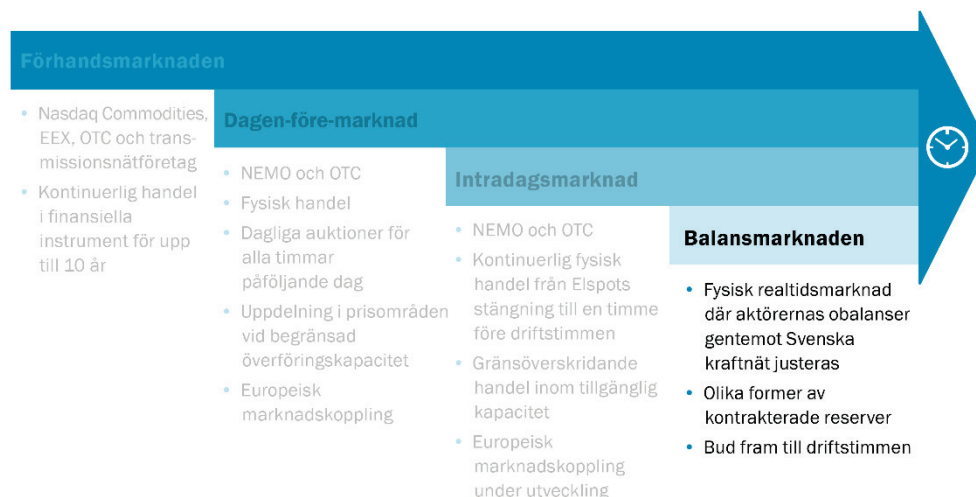
#### EB ska

- bestämma villkor och metoder för hur balanstjänster ska upphandlas och aktiveras
- harmonisera avräkningen och därigenom incitamenten för de balansansvariga att bidra till balansen i elsystemet
- upprätta gemensamma metoder och förutsättningar för att reservera överföringskapacitet mellan elområden.

#### 3.5.1 Vad är syftet med EB?

Syftet med EB är att sätta ramarna för och skapa en gemensam och välfungerande europeisk balansmarknad.

Figur 8 Balansmarknaden



Transmissionsnätföretagen ska säkerställa att elsystemet är i balans vid varje tidpunkt genom att det tillförs lika mycket el som förbrukas. För att göra detta används reserver, eller *balanstjänster*. Balanstjänster är flexibel produktion eller förbrukning som elproducenter eller elförbrukare erbjuder transmissionsnätföretaget mot ersättning. Om balanstjänsten avropas av transmissionsnätföretaget justerar elproducenten eller elförbrukaren sin planerade produktion eller förbrukning i den

riktning som transmissionsnätsföretaget begär. Reglerna i EB anger de metoder och villkor som ska tas fram för hur balanstjänsterna ska upphandlas och användas.

Redan idag finns det en gemensam nordisk elmarknad för balanstjänster. De nordiska transmissionsnätsföretagen har samverkat om utformningen av denna marknad. Detta innebär att Svenska kraftnät utformat förslag till metoder och villkor för balansmarknaden tillsammans med de övriga nordiska transmissionsnätsföretagen och att Ei granskat att metoderna inte är diskriminerande.

Att EB träder i kraft innebär att nuvarande modell för balanshållningen måste anpassas till det nya regelverket och att uppgifter, roller och ansvar för Svenska kraftnät och Ei påverkas. Bland annat utökas det geografiska området för utbyte av balanstjänster. Det innebär att det blir möjligt att utbyta balanstjänster med andra transmissionsnätsföretag i hela EU i stället för enbart inom Norden. För att detta ska fungera praktiskt innehåller EB bland annat regler om att inrätta handelsplatser för utbyte av balanstjänster. Handelsplatserna ska tas fram av och skötas gemensamt av transmissionsnätsföretagen. Genom att handeln sker på gemensamma handelsplatser kommer de billigaste balanstjänsterna inom EU att användas i första hand. Det medför också att principerna för hur balanstjänsterna ska prissättas och användas blir gemensamma.

Eftersom EB trädde ikraft först i slutet av 2017 har tillsynsmyndigheterna inte tagit några beslut till följd av EB än. De första förslagen från transmissionsnätsföretagen kom i juni 2018.

### 3.5.2 Det här handlar reglerna i EB om

Balanstjänsterna delas in i balanstjänster för *balansenergi* och balanstjänster för *balanskapacitet*. Balansenergi är energi som används av transmissionsnätsföretagen för balansering. Balanskapacitet är en volym reservkapacitet (effekt) som en aktör har accepterat att upprätthålla och lämna in som ett balansenergi bud till transmissionsnätsföretaget under en avtalad tidsperiod.

Det finns tre huvudtyper av balanstjänster

- frekvenshållningsreserver (FCR, Frequency Containment Reserves)
- frekvensåterställningsreserver (FRR, Frequency Restoration Reserves)
  - (a) automatiska frekvensåterställningsreserver, aFRR
  - (b) manuella frekvensåterställningsreserver, mFRR
- ersättningsreserver (RR, Replacement Reserves).

Dessutom kan transmissionsnätsföretag använda sig av *nettning av obalanser* för att balansera elsystemet. Nettning innebär förenklat att energi flödar från ett område med överskott till ett område med underskott. En *process för nettning*<sup>56</sup> av obalanser kan omfatta flera transmissionsnätsföretag som ansvarar för balanshållningen i

---

<sup>56</sup> En process som överenskommit mellan transmissionsnätsföretag och som gör det möjligt att undvika samtidig aktivering av frekvensåterställningsreserv i motsatta riktningar, utan istället "netta".



respektive område. Processen inkluderar beräkningar av energiflöden och den ekonomiska avräkningen mellan de inblandade transmissionsnätsföretagen.

### **Nya roller jämfört med idag**

Idag är det den balansansvarige, i EB kallad *balansansvarig part*, som lämnar bud om balanstjänster till Svenska kraftnät. Hur det ska gå till anges av Svenska kraftnäts balansansvarsavtal. Genom EB införs en ny aktörsroll i Sverige, *leverantör av balanstjänster*, som kommer att lämna bud till Svenska kraftnät utan att gå via någon balansansvarig. De villkor som en leverantör av balanstjänster och balansansvarig part ska följa ska föreslås av transmissionsnätsföretagen i respektive land till respektive tillsynsmyndighet senast 6 månader efter att EB trätt ikraft. Ei har tagit emot ett förslag från Svenska kraftnät i juni 2018.<sup>57</sup> Villkoren ska därefter godkännas av den nationella tillsynsmyndigheten, i Sveriges fall Ei. Det finns ingen angiven tidsgräns för när Ei ska ha fattat sitt beslut. Genomförandet av villkoren ska ske inom ett år efter Ei:s godkännande.

### **Standardprodukter ger harmoniserade balanstjänster**

För att underlätta handeln med balanstjänster ska transmissionsnätsföretagen ta fram förslag på *standardprodukter*. EB ställer krav på standardprodukter för balanstjänsterna aFRR, mFRR och RR. För balanstjänsten FCR är det istället genom förordningen SO som de tekniska parametrarna ska tas fram. Det medför att en viss balanstjänst kommer att ha samma egenskaper oavsett var inom EU ett transmissionsnätsföretag aktiverar den. De egenskaper som ska harmoniseras för respektive balanstjänst är t.ex. aktiveringstid, minsta budstorlek och hur länge budet ska vara aktiverat. Transmissionsnätsföretagen inom EU har inom sin samarbetsorganisation ENTSO-E gemensamt påbörjat arbetet med att ta fram standardprodukter. Utformningen av standardprodukterna kommer att ingå som en del i förslagen om hur handelsplatserna för respektive typ av balanstjänst ska utformas. Transmissionsnätsföretagen kommer att samråda med intressenterna på marknaden innan förslagen lämnas in till tillsynsmyndigheterna.

### **Gemensamma plattformar för utbyten av balansenergi och balanskapacitet**

För att skapa gemensamma europeiska handelsplatser för de olika balanstjänsterna behövs *plattformar*. Med plattformar menas de IT-system inklusive beräkningsmetoder, avtal och regelverk som krävs för att utbyten av balanstjänster och avräkning ska kunna ske mellan transmissionsnätsföretagen. Transmissionsnätsföretagen ska föreslå fyra olika plattformar, en för aFRR, en för mFRR och en för RR samt en plattform för processen för nettning av obalanser.

I förslagen till hur plattformarna ska utformas ska bland annat beräkningsmetoder för aktivering av bud ingå. Gemensamma rangordningslistor behövs för att säkerställa att buden avropas i prisordning från lågt till högt pris, så länge inte överföringskapaciteten är begränsad. Beräkningsmetoderna ska inkludera att aktivering av bud ska kunna ske över elområdesgränser. Detta kräver beräkningar av den tillgängliga överföringskapaciteten mellan elområdena.

Metoden för prissättning av balanstjänster ska vara gemensam. Enligt EB ska metoden grunda sig på marginalprissättning. Det innebär att det är priset på det sista aktiverade budet som gäller för samtliga bud som avropats. Om bud används

---

<sup>57</sup> Dnr 2018-100280, se [www.ei.se](http://www.ei.se).

för andra ändamål än balansering, t.ex. när ett transmissionsnätsföretag använder balansenergi för avhjälpa begränsningar i nätet, ska det inte påverka marginalpriset på balansenergin.

Handelsplatsernas öppnings- och stängningstider kommer också att harmoniseras och ingå i förslagen till plattformar. Enligt EB ska den senaste möjliga tiden för leverantören av balanstjänster att lämna in och uppdatera bud vara så nära realtid som möjligt givet den tid transmissionsnätsföretagen behöver för att förbereda balanshållningen. Förslagen till plattformar ska även innehålla tidplan för genomförandet och hur kostnader ska fördelas.

I juni 2018 ska alla transmissionsnätsföretag lämna ett förslag på plattform för processen för nettning till alla tillsynsmyndigheter. Ei mottog ett förslag på plattform för processen för nettning i juni 2018.<sup>58</sup> De transmissionsnätsföretag som avser att delta i handeln med RR lämnar ett förslag på plattform för RR till de berörda tillsynsmyndigheterna, även det i juni 2018.

För produkterna aFRR och mFRR ska transmissionsnätsföretagen lämna förslag till respektive plattform inom ett år efter att riktlinjen trätt i kraft, alltså senast december 2018.<sup>59</sup> Efter tillsynsmyndigheternas godkännande ska samtliga transmissionsnätsföretag medverka till att plattformarna för aFRR och mFRR utvecklas och därefter används.

#### **Det behövs överföringskapacitet för att kunna utbyta energi**

Utbyte av balanstjänster mellan elområden kan endast ske om det finns överföringskapacitet mellan elområdena vid tiden för utbytet. Transmissionsnätsföretagen måste kunna vara säkra på att överföringskapacitet finns så att balanskapaciteten som avropats kan aktiveras när energin behövs.

Antingen finns överföringskapacitet fortfarande tillgänglig efter att handeln på dagen före- eller intradagsmarknaden avslutats eller så kan transmissionsnätsföretagen i förväg ha reserverat överföringskapacitet som kan användas för utbyte av balanstjänster. EB tillåter att överföringskapacitet mellan elområden reserveras. Den kapacitet som, efter tillsynsmyndigheternas godkännande, får reserveras mellan två elområden kan enligt EB beräknas på tre sätt: *samoptimerad tilldelningsprocess*, *marknadsbaserad tilldelningsprocess* eller *tilldelningsprocess baserad på en analys av ekonomisk effektivitet*. De olika metoderna får endast användas om särskilda villkor är uppfyllda. Samoptimerad tilldelningsprocess är den mest avancerade metoden och den syftar till att optimera användningen av överföringskapacitet efter jämförelser av hur mycket överföringskapaciteten skulle vara värd på de olika delmarknaderna. Samma jämförelser görs i den marknadsbaserade tilldelningsprocessen med den skillnaden att i den senare metoden används uppskattade marknadsvärden i större utsträckning. Minst avancerad är tilldelningsprocessen baserad på en analys av ekonomisk effektivitet. Användningen av de två enklare metoderna begränsas genom att endast en mindre andel av den totala installerade effekten får reserveras med dessa metoder.

---

<sup>58</sup> Dnr 2018–100271, se [www.ei.se](http://www.ei.se).

<sup>59</sup> Dnr 2017–103383 (plattform för mFRR) och dnr 2017–103384 (plattform för aFRR).

Senast två år efter att EB har trätt i kraft, dvs. i december 2019, ska transmissionsnättsföretagen ta fram förslag på metod för hur överföringskapaciteten ska reserveras med samoptimerad tilldelningsprocess respektive marknadsbaserad tilldelningsprocess. För att metoden tilldelningsprocess baserad på en analys av ekonomisk effektivitet ska få användas räcker det att de transmissionsnättsföretag som har för avsikt att använda sig av metoden tillsammans tar fram den. I samtliga fall ska berörda tillsynsmyndigheter godkänna metoderna innan de får användas.

#### ***Reglerna för avräkning ska harmoniseras***

Till sin hjälp att balansera elsystemet har transmissionsnättsföretagen balansansvariga som ansvarar för att det matas in och tas ut lika mycket energi från elsystemet. För att ge incitament till de balansansvariga att vara i balans i driftskedet sker en avräkning efter drifttimmen. De balansansvariga som varit i obalans jämfört med sina planer får betala utifrån hur stora obalanserna var. Andra balansansvariga parter som bidragit till systemets balans kan istället få ersättning. Denna ekonomiska omfördelning mellan de balansansvariga görs av transmissionsnättsföretagen.

I EB ställs krav på att avräkningen ska vara enhetligt utformad så att de balansansvariga parterna agerar på lika villkor oavsett inom vilket elområde de är aktiva. Alla transmissionsnättsföretag ska gemensamt ta fram ett förslag gällande avräkningen, senast december 2018.<sup>60</sup> Förslaget ska godkännas av samtliga tillsynsmyndigheter.

#### ***Avräkningsperiodens längd ska vara 15 minuter***

Avräkningsperioden är den tidsperiod för vilken obalanser avräknas. I Norden (och stora delar av EU) är avräkningsperioden idag en timme. Enligt EB ska avräkningsperioden vara 15 minuter i hela EU senast december 2020. Det finns möjlighet för transmissionsnättsföretagen att ansöka hos den nationella tillsynsmyndigheten om undantag från detta krav. En nationell tillsynsmyndighet kan godkänna undantag för ett enskilt transmissionsnättsföretag som längst till den 1 januari 2025.

#### ***Kostnad för obalanser ska harmoniseras***

Avräkningen ska enligt EB ge incitament för de balansansvariga att hålla sin plan eller frångå sin plan för att avhjälpa systemets obalans. Det görs genom ekonomiska signaler som avspeglar situationen i elsystemet och när alla balansansvariga. Alla transmissionsnättsföretag ska gemensamt ta fram ett förslag på utformningen av incitamenten.

Idag används ett flertal olika sätt att avräkna obalanser inom EU. Bland annat används både *enhetlig obalansprissättning* (ofta kallad enprisavräkning) eller *dubbel obalansprissättning* (ofta kallad tvåprisavräkning). Dubbel obalansprissättning styr balansansvariga att hålla sin plan medan enhetlig obalansprissättning styr balansansvariga att hålla plan alternativt att avvika från planen i den riktning som är till fördel för den totala balansen i systemet eller elområdet. I Norden används idag dubbel obalansprissättning på obalanser för produktion och enhetlig obalansprissättning för förbrukning. I övriga EU är det enhetlig obalansprissättning som är vanligast. Enligt EB ska enhetlig obalansprissättning användas som huvudregel

---

<sup>60</sup> Dnr 2018–100275, se [www.ei.se](http://www.ei.se).

men det finns ett visst utrymme för transmissionsnätsföretagen att föreslå dubbel obalansprissättning.

Fram till dess att harmoniseringen av avräkningen är fullt genomförd är det möjligt för transmissionsnätsföretagen att antingen separera produktionsobalanser och förbrukningsobalanser, vilket är den modell vi har i Sverige idag. Alternativet är att använda en modell där förbrukning och produktion behandlas som en enda portfölj.

### **3.5.3 Vad innebär reglerna för aktörerna?**

Vår nordiska balansmarknad ska genom EB stegvis bli gemensam med övriga EU. De mest kostnadseffektiva resurserna som är tillgängliga för respektive transmissionsnätsföretag kommer att användas för balanshållningen när de gemensamma handelsplatserna börjar användas. Det bör på sikt leda till lägre kostnader för Svenska kraftnät och de andra transmissionsnätsföretagen, jämfört med om det inte funnits några gemensamma handelsplatser. Det är dock svårt att säga hur en total kostnads-nyttanalys ser ut eftersom en rad andra villkor för incitament och avräkning är under utformning till följd av förordningarna, samtidigt som förutsättningarna för balanshållningen förändras i takt med att produktionsmixen inom EU förändras.

Även om balansmarknaden i stort kan antas få en liknande utformning som idag kommer metoder och villkor att genomgå förändringar som kommer att påverka svenska aktörer. De nordiska transmissionsnätsföretagen använder aFRR, mFRR och processen för nettning och kommer att vara med och ta fram och använda plattformar för dessa tjänster. De nordiska transmissionsnätsföretagen använder inte RR idag och deltar därför inte aktivt i framtagandet av plattformen för RR men det är ändå inte uteslutet att RR kommer att användas även av de nordiska transmissionsnätsföretagen i framtiden.

#### ***Leverantören av balanstjänster erbjuder balanstjänster till plattformarna***

Elproducenter och förbrukare som vill vara aktiva på balansmarknaden kommer att påverkas av den nya förordningen. En förändring blir att elproducenter och förbrukare som tidigare lämnat bud genom en balansansvarig nu själva ska teckna avtal med Svenska kraftnät och bli leverantör av balanstjänster. Det går inte redan nu att i detalj beskriva hur villkoren kommer att se ut i de avtal som Svenska kraftnät ska teckna med en leverantör av balanstjänster, respektive en balansansvarig part, eftersom de fortfarande är under utformning. Svenska kraftnät har lämnat förslag på villkor för leverantör av balanstjänster och villkor för balansansvarig part till Ei. Ei kommer att fatta beslut om dessa förslag. Hur villkoren utformas kommer att ha betydelse för vilka konsekvenser förändringen får för svenska aktörer.

#### ***Standardprodukter ställer nya krav på balanstjänster***

Vilka val transmissionsnätsföretagen gör när standardprodukterna utformas kommer att vara avgörande för vilka aktörer som kan lämna bud. En leverantör av en balanstjänst som kan aktiveras väldigt snabbt skulle kunna ha intresse av en kort aktiveringstid medan en leverantör av en långsammare balanstjänst hellre skulle vilja se en längre aktiveringstid. Andra viktiga egenskaper som ska harmoniseras är minsta budstorlek, stängningstid och hur länge ett bud ska vara aktiverat. Minsta budstorlek är särskilt relevant för mindre förbrukningskunder som önskar delta på balansmarknaden. Först när standardprodukterna är kända

går det att säga mer om hur de nya balanstjänsterna skiljer sig från dagens och hur väl anpassade till svenska förhållanden de är. Ei kommer att tillsammans med övriga tillsynsmyndigheter besluta om förslagen på standardprodukter i samband med godkännandet av respektive plattform.

Att enhetliga krav kommer ställas på balanstjänsternas egenskaper kan underlätta för de leverantörer av balanstjänster som vill vara verksamma i flera länder.

#### ***Om ett bud kan aktiveras beror på tillgänglig överföringskapacitet***

Transmissionsnätsföretagen ska ta fram metoder för hur överföringskapacitet mellan elområden ska kunna reserveras. Hur metoderna utformas och används kommer att påverka hur mycket balanstjänster som kommer att kunna utbytas mellan elområden. Utan reserverad överföringskapacitet kan dyrare balanstjänster behöva avropas om balanstjänsterna till lägre kostnad omges av överföringsbegränsningar. Det kommer att vara viktigt att reservering av överföringskapacitet inte sker på bekostnad av funktionen på dagen före-marknaden och intradagsmarknaden. Metoderna för hur överföringskapacitet kan reserveras ska godkännas av tillsynsmyndigheterna innan de kan användas.

#### ***Avräkningsperiod på 15 minuter***

Idag är reglerna för avräkningen olika inom EU:s medlemsstater och transmissionsnätsföretagen kommer att behöva genomföra förändringar för att harmonisera dessa. Avräkningen i Norden är i stort sett harmoniserad i dagsläget. Det innebär att det är samma förändringar som behöver genomföras av alla nordiska transmissionsnätsföretag till följd av EB. Sverige, Norge och Finland har en gemensam avräkningsenhet, eSett Oy<sup>61</sup>. EB tillåter att en tredje part genomför avräkningen så länge ansvaret ligger kvar hos respektive transmissionsnätsföretag. Avräkningsenheter liknande eSett Oy kommer därför även fortsättningsvis att vara tillåtna.

En av de större förändringarna för de aktörer som är aktiva på den svenska balansmarknaden är att EB ändrar avräkningsperioden från en timme till 15 minuter. En avräkningsperiod på 15 minuter ska vara införd i slutet av 2020, eller senast 2025 om Svenska kraftnät ansöker hos Ei och får beviljat ett undantag. Ei kan också på eget initiativ besluta om ett undantag till senast 2025. Om de nordiska transmissionsnätsföretagen gemensamt ansöker om undantag och det godkänns av de nordiska tillsynsmyndigheterna gäller undantaget utan bortre tidsgräns. Tillsynsmyndigheterna ska dock i dessa fall minst var tredje år, i samarbete med ACER, genomföra en kostnads-nyttanalyt avseende harmoniseringen av avräkningsperioden.

För Svenska kraftnäts del kommer den kortare avräkningstiden att kunna vara till hjälp för balanshållningen eftersom balansansvariga ges incitament att göra prognoser för varje 15-minutersperiod istället för per timme. Eftersom det är flera länder som använder en avräkningsperiod på 15 minuter finns det redan idag prognosverktyg på marknaden för detta. Hur mycket en balansansvarig, eller den

---

<sup>61</sup> Ägs gemensamt, en tredjedel var, av Svenska kraftnät och de norska och finska transmissionsnätsföretagen Statnett och Fingrid.

elhandlare den representerar, kommer att påverkas av en kortare avräkningsperiod beror på hur väl den balansansvariga lyckas planera inom varje 15-minutersperiod.

En kortare avräkningsperiod kan göra det möjligt för kunder som inte är villiga att minska eller öka sin förbrukning under en hel timme att delta på balansmarknaden. Balansmarknaden är dock en av flera möjliga marknader för efterfrågefleksibilitet och energitjänsteföretag eller aggregatorer som handlar med efterfrågefleksibilitet på andra marknader behöver inte beröras av EB.

#### **Mätförordningen och mätföreskrifter kan behöva ändras till följd av EB**

Nätföretagen kommer också att påverkas av en förkortad avräkningsperiod eftersom den innebär att mätningen i bland annat gränspunkter (t.ex. mellan två distributionsnät samt mätning till överliggande nät) ska kunna klara av avläsning per 15 minuter. Något sådant krav ställs dock inte direkt av EB utan är en fråga som kommer att regleras nationellt i mätförordningen och i Ei:s mätföreskrifter. EB ställer inte heller krav på att mätningen för hushållskunder behöver ske varje kvart.

Med anledning av förändringarna av avräkningen kommer mätförordningen och mätföreskrifterna att behöva ses över. Även den nya rollen *leverantör av balanstjänster* kan leda till behov av ändringar av dessa regler.

Tabell 5 Påverkan och möjligheter EB

Aktör	Påverkan	När
Svenska kraftnät	Handla balanstjänster på europeiska handelsplatser för aFRR, mFRR och processen för nettning Harmoniserade balanstjänster	Arbetet med plattformarna kommer pågå uppskattningsvis till slutet av 2021
Ei	Ei ska ta ställning till en rad förslag. Villkor för den nya rollen leverantör av balanstjänster, metoder för att reservera överföringskapacitet, utformningen av plattformarna för balanstjänster är några exempel.	Från 2018
Balansansvariga	Avräkningsperioden ändras till 15 minuter	December 2020 eller senast 2025
Svenska kraftnät	Avräkningsperioden ändras till 15 minuter	December 2020 eller senast 2025
Nätföretag	Förändringar avseende mätning när en avräkningsperiod på 15 minuter införs	December 2020 eller senast 2025

## 3.6 Förordningen SO

*Kommissionens förordning (EU) 2017/1485 av den 2 augusti 2017 om fastställande av riktlinjer för driften av elöverföringssystem.*

Förordningen trädde i kraft den 14 september 2017. Artiklarna 41–53 om datautbyte tillämpas från och med den 18 september 2020. Artikel 54.4 tillämpas från och med den 27 april 2019 för kraftproduktionsmoduler (dvs. då artikel 41.2 i RfG börjar tillämpas) och från och med den 18 september 2019 för förbrukningsanläggningar och distributionssystem (dvs. då artikel 35.2 i DCC börjar tillämpas).

**På engelska:** *Commission regulation (EU) 2017/1485 of 2 August 2017 establishing a guideline on electricity transmission system operation.*

Härefter benämnd SO.

### SO ska

- säkerställa gemensamma krav och metoder för driftsäkerhet
- främjar gränsöverskridande samordning av systemdrift och driftplanering
- säkerställa transparent och tillförlitlig information om driften.

### 3.6.1 Vad är syftet med SO?

I mitten på 2000-talet inträffade ett antal stora strömavbrott i kontinentala EU. De utredningar som gjordes efteråt visade att detta bland annat berodde på bristen på kommunikation mellan transmissionsnätetsföretagen. För att säkerställa en väl fungerande handel med el och en tillförlitlig leverans av el inom EU behöver elnäten uppfylla högt ställda krav på leveranssäkerhet och en samordning av driften ske.

I Sverige ansvarar Svenska kraftnät för driften av transmissionsnätet och överföringsförbindelser till och från det egna transmissionsnätet. Norden bildar ett synkronområde<sup>62</sup> där Sverige ingår. Transmissionsnätetsföretagen i synkronområdet Norden har sedan länge på frivillig basis samarbetat i frågor om driften av elsystemet. Detta samarbete har reglerats i ett samarbetsavtal<sup>63</sup>. Avtalet innehåller villkoren för drift mellan länderna via överföringsförbindelser och syftar till att ta tillvara fördelarna med en samordnad drift.

I Sverige har Svenska kraftnät rätt att meddela föreskrifter om kontroll, provning eller besiktning samt andra föreskrifter som angår elektriska anläggningar i den mån det behövs av hänsyn till driftsäkerheten. Svenska kraftnät får även meddela föreskrifter om hur en begränsning eller ett avbrytande av överföring av el ska genomföras om det behövs för att Svenska kraftnät ska kunna utöva systemansvaret. Detta kan ske genom att man överenskommer med elproducent att mot ersättning

<sup>62</sup> Synkronområde är ett område med synkront sammanlänkade transmissionsnät, dvs. ett sammankopplat elnät där frekvensen är momentant densamma i hela nätet.

<sup>63</sup> Avtal om driften av det sammankopplade nordiska kraftsystemet (Systemdriftavtal).

öka eller minska elproduktionen. En begränsning eller ett avbrytande av överföringen ska genomföras så att samhällsviktiga elanvändare prioriteras.

### 3.6.2 Det här handlar reglerna i SO om

Reglerna i SO handlar om

- krav och principer för driftsäkerhet
- regler och ansvarsområden för samordning och datautbyte vid planering av driften respektive för driften i nära realtid (mellan transmissionsnätsföretag, distributionsnätsföretag och betydande nätanvändare<sup>64</sup>)
- regler för utbildning och certifiering av anställda som ska hantera data
- krav på transmissionsnätsföretagen att samordna sin planering och avbrottsplanering
- regler som syftar till att ta fram ramar för lastfrekvensreglering och reserver.

I SO finns minimikrav som ställs på transmissionsnätsföretagen för att säkerställa *driftsäkerhet* och *frekvenskvalitet* i elnäten.

Med *driftsäkerhet* menas elnätets förmåga att bibehålla ett normaldrifttillstånd eller återvända till ett normaldrifttillstånd så snart som möjligt efter att ett oförutsett fel har inträffat. Driftsäkerhet är med andra ord en kombination av att hantera risken för att fel uppstår och nätets förmåga till återställning eller reservmatning efter att ett fel har inträffat och att överföringssystemet ligger inom överenskomna säkerhetsgränser.

Med *frekvenskvalitet* menas att frekvensen inte ska avvika från ett antal parametrar i händelse av störning i elsystemet.

SO innehåller även bestämmelser som ska öka transparensen och tillförlitligheten vad gäller information om driften av elnäten, säkerställa en gemensam planering av driftavbrott, samt att planerade driftavbrott genomförs på bästa sätt.

I SO finns det krav på att Svenska kraftnät ska vara med och ta fram ett antal metoder och villkor för att genomföra regelverket. Några av dessa metoder och villkor kommer Svenska kraftnät att ta fram tillsammans med transmissionsnätsföretagen i synkronområdet Norden och några med transmissionsnätsföretagen i hela EU.

Det är framförallt transmissionsnätsföretagen som berörs av reglerna i SO. Därutöver berörs de betydande nätanvändarna, framförallt övriga elnätsföretag. Övriga betydande nätanvändare som berörs är: vissa elproduktionsanläggningar, förbrukningsanläggningar som är anslutna till transmissionsnätet samt slutna distributionssystem<sup>65</sup> som är anslutna till transmissionsnätet, de som tillhandahåller efterfrågeflexibilitet direkt till transmissionsnätet och leverantörer av aktiva reserver och nya system för högspänd likström<sup>66</sup>.

---

<sup>64</sup> Vilka som är betydande framgår i förordningen.

<sup>65</sup> Slutna distributionssystem förklaras i avsnittet om förordningen om anslutning av förbrukning, DCC.

<sup>66</sup> Se mer om krav på system och anläggningar för likström i förordningen om anslutning, HVDC.



### **Krav och principer för driftsäkerhet**

Enligt SO ska transmissionsnätsföretagen ta fram krav för att säkerställa driftsäkerheten. För att kunna ställa rätt krav ska elsystemet delas in i områden. Ett område kan vara ett helt synkronområde eller en del av ett synkronområde, beroende på hur det är lämpligt att dela upp elsystemet utifrån ett driftssäkerhetsperspektiv.

Lastfrekvensreglering är en av de mest kritiska processerna när transmissionsnätsföretagen ska säkerställa driftsäkerheten. Med lastfrekvensreglering menas att hålla den nominella frekvensen genom att reglera aktiv effekt i nätet. För att åstadkomma en effektiv lastfrekvensreglering behöver transmissionsnätsföretagen samarbeta för att hålla balansen mellan produktion och förbrukning i realtid för att åstadkomma en stabil systemfrekvens.

Transmissionsnätsföretagen ska lämna förslag på *områden för kontrollblock för lastfrekvensreglering* (på engelska LFC block) till berörda tillsynsmyndigheter. Ett område för kontrollblock för lastfrekvensreglering ska vara en del av ett synkronområde eller ett helt synkronområde. Förslaget ska bland annat innehålla hur området för lastfrekvensreglering ska bestämmas.

Transmissionsnätsföretagen inom synkronområde Norden har lämnat förslag på områden för kontrollblock för lastfrekvensreglering till Ei och övriga berörda tillsynsmyndigheter. Förslaget innebär att det nordiska synkronområdet bildar ett kontrollblock för lastfrekvensreglering och att varje elområde bildar ett område för lastfrekvensreglering. Ei och övriga berörda tillsynsmyndigheter fattar beslut om förslaget under 2018.<sup>67</sup>

För att vara säker på att överföringssystemet förblir driftsäkert innehåller SO en gemensam uppsättning minimikrav för systemdriften. Beroende på tillståndet i elsystemet kan kraven se olika ut. SO definierar inledningsvis fem drifttillstånd<sup>68</sup> som ett överföringssystem (elsystem) kan befinna sig i:

- 1 Normaldrifttillstånd
- 2 Skärpt drifttillstånd
- 3 Nöddrifttillstånd
- 4 Nätsammanbrott
- 5 Återuppbyggnadstillstånd

För varje drifttillstånd finns särskilda regler för driften av överföringssystemet. I SO anges reglerna för normaldrifttillstånd och skärpt drifttillstånd. Regler för de andra tre drifttillstånden finns i förordningen ER (förordningen om fastställande av nätföreskrifter för nödsituationer och återuppbyggnad avseende elektricitet, se avsnitt 3.7.2).

Varje transmissionsnätsföretag är skyldigt att se till att det egna överföringssystemet förblir i normaldrifttillstånd och ansvarar för att hantera eventuella avvikelser vad gäller driftsäkerhet. De ska också ange gränserna för driftsäkerheten med hänsyn till relevanta förhållanden i området t.ex.

---

<sup>67</sup> Dnr 2017–102928, se mer på [www.ei.se](http://www.ei.se).

<sup>68</sup> Tillstånd i förhållande till gränserna för driftsäkerhet.

spänningsgränser, gränserna för kortslutningsström och gränserna för ström när det gäller termisk belastningsförmåga (inklusive tidsbegränsad tillåten överlast).

Varje transmissionsnätsföretag ska regelbundet övervaka och bedöma den *dynamiska stabiliteten*<sup>69</sup> i överföringssystemet. Om transmissionsnätsföretagets bedömning visar att det finns risk att gränserna för den dynamiska stabiliteten överskrids i driften ska de aktivera de *avhjäljande åtgärderna*. Det är åtgärder som transmissionsnätsföretagen utformat och förberett och kan vara t.ex. ändring av planerat avbrott, genom kopplingar påverka effektflödet, reglering av spänning eller hantering av reaktiv effekt. Det kan även vara motköp och manuell fränkoppling av belastning.

En viss tröghet<sup>70</sup> i systemet är bra för stabiliteten genom att energi finns lagrat i roterande delar i elsystemet. Den lagrade energin hjälper systemet vid störningar. Svenska kraftnät och de andra transmissionsnätsföretagen i synkronområde Norden ska inom två år från det att SO trätt ikraft utreda om det finns behov att fastställa ett minsta krav på tröghet för synkronområdet. Om det finns behov ska de ta fram ett gemensamt förslag på metod som ska användas för att fastställa vilken minsta tröghet som krävs för att bibehålla driftsäkerheten och förhindra överträdelser av stabilitetsgränserna i synkronområdet. Ei ska sedan besluta om förslaget.

Transmissionsnätsföretagen använder en modell över elnätet, en nätmodell, för att analysera driftsäkerheten i nätet. Varje transmissionsnätsföretag har idag sin egen (nationella) nätmodell. Enligt SO ska transmissionsnätsföretagen tillsammans ta fram en metod för att bygga gemensamma nätmodeller utifrån de individuella nätmodellerna. Denna metod ska ta hänsyn till och komplettera de metoder för att bygga nätmodell som finns i CACM och FCA (se avsnitten om CACM i 3.4 respektive FCA i 3.3). Nätmodellerna ska bygga på överenskomna scenarier. Nätmodellerna gör det möjligt för transmissionsnätsföretagen att gemensamt bedöma förutsättningarna för driften av överföringssystemet. Förslaget till metod för att bygga en gemensam nätmodell har lämnats till Ei som ska fatta beslut om metoden senast september 2018.<sup>71</sup>

Enligt SO ska transmissionsnätsföretagen också gemensamt analysera driftsäkerheten. Alla transmissionsnätsföretag, åtminstone i synkronområdet, ska tillsammans ta fram ett förslag till en metod för att samordna analysen<sup>72</sup> av driftsäkerheten. Metoden ska syfta till att analysen standardiseras. Metoden ska omfatta bland annat principer för gemensam riskbedömning och principer för att bedöma och hantera osäkerheter i produktion och förbrukning. Förslaget ska lämnas till Ei som förväntas fatta beslut i mars 2019.<sup>73</sup>

Svenska kraftnät ska även bestämma *observerbarhetsområdet*. Ett observerbarhetsområde är det område som transmissionsnätsföretaget behöver göra modeller över

---

<sup>69</sup> Med dynamisk stabilitet avses frekvensstabilitet, spänningsstabilitet och rotorvinkelstabilitet.

<sup>70</sup> Även kallat inertia, en tröghet (mekanisk rörelseenergi) i elsystemets roterande delar, framförallt i synkrongeneratorer och stora turbiner. Fungerar som buffert vid frekvensreglering.

<sup>71</sup> Dnr 2017-102923, se mer på [www.ei.se](http://www.ei.se).

<sup>72</sup> Här ingår datorbaserade, manuella och automatiska arbetsmetoder som behövs.

<sup>73</sup> Dnr 2017-102925, se mer på [www.ei.se](http://www.ei.se).

i syfte att upprätthålla driftsäkerheten. Observerbarhetsområdet kan sträcka sig längre än det egna elnätet.

### **Regional säkerhetssamordning av transmissionsnät företagen (RSC)**

I SO regleras hur transmissionsnät företagen ska samordna driftsäkerheten i regionen. En koordinerande funktion, kallad regional säkerhetssamordnare (Regional Security Coordinator, RSC), ska utses för varje region. För Norden har de nordiska transmissionsnät företagen bildat Nordic Regional Security Coordinator med säte i Köpenhamn.

RSC ansvarar för att göra en samordnad regional bedömning av driftsäkerheten. I det ingår att samordna transmissionsnät företagens arbete med att ta fram avhjälpande åtgärder så att dessa kan aktiveras i realtid. RSC ska även utföra regionala driftsäkerhetsanalyser för att upptäcka eventuella motsägelser i avbrottsplaneringen och bedöma om det finns risk för effektbrist. RSC deltar också i arbetet med att ta fram individuella och gemensamma nätmodeller.

Varje RSC ska årligen ta fram en rapport som beskriver de uppgifter som den utför och överlämna rapporten till ENTSO-E. I rapporten ska RSC bland annat beskriva eventuella misslyckanden att fullgöra sina uppgifter och rapportera in statistik och beskrivningar av brister och åtgärder.

### **Krav på samordning, avtal och planering**

I SO ställs krav på samarbete mellan transmissionsnät företagen vad gäller planeringen av driften av elsystemet och vilken information som ska utbytas. För synkronområde Norden kommer samarbetet att framgå av ett antal olika avtal.

Ett av dessa avtal är driftavtalet för synkronområde Norden. Transmissionsnät företagen ska först ta fram de förslag till metoder, villkor och värden som enligt SO ska ingå i driftavtalet för synkronområdet. Förslagen som ska tas fram är mycket detaljerade. En del av dessa metoder, villkor och värden ska godkännas av Ei<sup>74</sup> och de andra tillsynsmyndigheterna i Norden innan avtalet får undertecknas av de berörda transmissionsnät företagen. Bland de metoder och villkor som ska godkännas kan nämnas

- vissa parametrar för frekvenskvalitet
- regler för dimensionering av frekvenshållningsreserver (FCR)
- övriga egenskaper hos frekvenshållningsreserverna.

En del metoder och villkor i driftavtalet behöver inte godkännas av tillsynsmyndigheterna. Till dessa hör att den nominella frekvensen i elsystemet ska vara 50 Hz.

För att säkerställa att frekvensen kan hållas på bästa sätt behöver ett antal metoder och villkor bestämmas av transmissionsnät företagen inom kontrollblocket för lastfrekvensreglering.

---

<sup>74</sup> Dnr 2017-102917, se mer på [www.ei.se](http://www.ei.se).

Senast 12 månader efter SO trätt ikraft ska transmissionsnätsföretagen inom kontrollblocket ta fram ett avtal om kontrollblock för lastfrekvensreglering. Avtalet ingås av transmissionsnätsföretagen inom kontrollblocket. Transmissionsnätsföretagen ska i avtalet om kontrollblocket fastställa den specifika ansvarsfördelningen (roller) mellan företagen i kontrollområdena för lastfrekvensreglering.

Att samordna när planerade avbrott ska genomföras är en viktig förutsättning för driftsäkerheten. Varje transmissionsnätsföretag ska, med stöd från den regionala säkerhetssamordnaren, samordna avbrottsplaneringen i elsystemet. I planeringen ingår bland annat att övervaka om de nätelement<sup>75</sup> som bedöms viktiga och relevanta är tillgängliga och att samordna planerna om avbrott och tillgänglighet. Alla transmissionsnätsföretag ska tillsammans utarbeta en metod för att bedöma vilka nätelement som ska ingå i avbrottsplaneringen inom synkronområdet (eller eventuellt inom ett större område). Förslag om metod ska lämnas till Ei, som kommer att fatta beslut i mars 2019.<sup>76</sup>

### **Krav på datautbyte**

För att transmissionsnätsföretagen ska kunna följa bestämmelserna i SO och se till att överföringssystemet är stabilt är det nödvändigt att de har en korrekt och tydlig bild av läget i överföringssystemet.

I SO anges att transmissionsnätsföretagen ska lämna förslag på vilka uppgifter som ska utbytas mellan aktörerna i elnätet och hur utbytet ska gå till. Förslaget ska innehålla viktiga organisatoriska krav, roller och ansvarsområden för datautbyte. SO reglerar Svenska kraftnäts skyldigheter vad gäller att informera andra transmissionsnätsföretag, distributionsnätsföretag, och betydande nätanvändare samt de skyldigheter alla nätföretag har att informera angränsande nätföretag. SO reglerar även de skyldigheter som betydande nätanvändare har att informera respektive nätföretag om viktiga ändringar. Transmissionsnätsföretagen ska föreslå detaljer om datautbytet, t.ex. informationens innehåll, typer av data, kommunikationsformer, vilka format och standarder som ska användas samt ansvarsområden.

Svenska kraftnät och de andra transmissionsnätsföretagen i EU har lämnat ett gemensamt förslag på viktiga organisatoriska krav mm (även kallat KORRR).<sup>77</sup> Ei kommer att fatta beslut om detta i september 2018, efter samordning med de andra tillsynsmyndigheterna.

I SO anges också att transmissionsnätsföretagen ska föreslå omfattningen av datautbytet mellan transmissionsnätsföretaget och andra aktörer. Förslaget ska godkännas av tillsynsmyndigheten. Godkännandet sker genom att Ei meddelar föreskrifter på det förslag som Svenska kraftnät tar fram. Föreskrifterna ska tas fram av Ei under 2019.

---

<sup>75</sup> Varje komponent i ett överföringssystem (inklusive överföringsförbindelser, distributionssystem, slutet distributionssystem), t.ex. en enskild ledning, transformator eller en installation för spänningskompensation, som deltar i den samordnade avbrottsplaneringen och vars tillgänglighetsstatus påverkar den gränsöverskridande driftsäkerheten.

<sup>76</sup> Dnr 2017-102926, se mer på [www.ei.se](http://www.ei.se).

<sup>77</sup> Dnr 2017-102922, se mer på [www.ei.se](http://www.ei.se).

### ***Hur mycket balanstjänster behövs i varje område***

I avsnittet om EB i denna rapport beskrivs de olika balanstjänster som transmissionsnätsföretagen upphandlar och använder för balanshållningen. I SO finns kompletterande regler som också bidrar till att det ska kunna skapas en gemensam balansmarknad. Enligt SO ska transmissionsnätsföretagen i ett kontrollblock ta fram regler för hur balanstjänsterna i form av frekvenshållningsreserver, FCR, ska dimensioneras, dvs. hur stor volym av FCR som ska hållas som minimum per kontrollområde.

SO anger att alla transmissionsnätsföretag i ett kontrollblock för lastfrekvensreglering ska oavsett tidpunkt ha tillräcklig reservkapacitet i form av FCR. Transmissionsnätsföretagen ska i driftavtalet om kontrollblocket ange hur en ökning av volym ska göras vid en allvarlig risk att volymen frekvensåterställningsreserven, FRR, i kontrollblocket är otillräcklig.

Överenskommelsen om hur reserverna ska dimensioneras ska framgå av driftavtalet för respektive kontrollblock. Transmissionsnätsföretagen ska bestämma den reservkapacitet i form av FCR som behövs inom kontrollblocket. De ska även bestämma hur mycket av FRR som ska bestå av aFRR (automatisk FRR) respektive mFRR (manuell FRR) samt den tid det tar att fullt aktivera dessa. Dessutom ska transmissionsnätsföretagen bestämma hur stor den största tillåtna obalansen får vara som följd av en momentan ändring<sup>78</sup> i en enstaka anläggning i kontrollblocket.

Transmissionsnätsföretaget har möjlighet att dela FRR under vissa förutsättningar. Delning innebär att transmissionsnätsföretaget säkerställer tillräcklig volym FRR genom avtal med ett eller flera transmissionsnätsföretag om att gemensamt säkerställa tillräcklig volym för det totala området de ansvarar för. Delning kan vara ett effektivt sätt att uppfylla kraven på tillräcklig volym reserver i det totala området.

Reglerna i SO fastställer tekniska minimikrav för FRR. Ett exempel är att en leverantör av FRR endast får leverera till ett transmissionsnätsföretag.

### ***Kostnads-nyttoanalys för tillgänglig FRR***

Alla transmissionsnätsföretag i Norden och kontinentala delen av EU ska tillsammans föreslå en metod för en kostnads-nyttoanalys. Analysen ska senare, efter den är godkänd, användas av transmissionsnätsföretagen för att bedöma hur länge balanstjänsten FRR ska vara tillgänglig under skärpt drifttillstånd. Ei har fått in ett förslag på metod och ska fatta beslut om metoden senast september 2018.<sup>79</sup> Ei ska samordna med övriga tillsynsmyndigheter innan beslut.

I nästa steg ska transmissionsnätsföretagen lämna in resultatet av sin kostnads-nyttoanalys till tillsynsmyndigheterna. För att ta fram förslag på den tidsperiod som balanstjänsten FRR ska kunna vara tillgänglig under skärpt drifttillstånd så använder transmissionsnätsföretagen metoden för kostnads-nyttoanalys. Den föreslagna tidsperioden får inte vara längre än 30 minuter eller kortare än 15 minuter.

---

<sup>78</sup> Här avses aktiv effekt.

<sup>79</sup> Dnr 2017-102929, se mer på [www.ei.se](http://www.ei.se).

### 3.6.3 Vad innebär reglerna för aktörerna?

Det är framförallt transmissionsnätsföretagen och övriga elnätsföretag som berörs av reglerna i SO. Därutöver berörs vissa befintlig och nya elproduktionsanläggningar (klassade som typ B, C och D enligt RfG), befintliga och nya förbrukningsanläggningar som är anslutna till transmissionsnätet samt befintliga och nya slutna distributionssystem som är anslutna till transmissionsnätet. Utöver dessa berörs de som tillhandahåller efterfrågeflexibilitet direkt till transmissionsnätet, dvs. förbrukningsanläggningar, slutna distributionssystem och tredje parter samt leverantörer som aggregerar elproduktion eller förbrukning (aggregatorer). Dessutom berörs leverantörer av aktiva reserver och nya system för högspänd likström.

Liksom för flera av de andra förordningarna behöver SO inte betyda några väsentliga skillnader för aktörerna, utan är främst en formalisering av det samarbete och den samordning som redan pågår. Redan idag finns avtal mellan Svenska kraftnät och nätanvändare. Det finns också regler om t.ex. bortkoppling i Svenska kraftnäts föreskrifter. Det är i nuläget, när arbetet med att utforma metoder och villkor pågår, inte möjligt att fullt ut att analysera vad SO innebär för aktörerna. Eftersom Ei fattar beslut om förslag på metoder och villkor kommer vi att följa hur aktörerna påverkas. Ei:s roll är delvis ny, som att fatta beslut om olika metoder och villkor och även att skriva föreskrifter inom området. Kraven på samråd innebär en ökad transparens, vilket bör vara bra för många av aktörerna. De metoder och villkor som beslutas kommer att vara formellt bindande, vilket de inte är på samma sätt idag.

#### ***Nya förutsättningar för planering och drift och formaliserade samarbeten***

För Svenska kraftnät innebär SO nya förutsättningar för planering och drift av det svenska transmissionsnätet. Reglerna i SO ersätter i många delar de frivilliga överenskommelser som idag finns mellan de nordiska transmissionsnätsföretagen. Nytt i SO är att det införs en gemensam funktion för den regionala säkerhetssamordnaren. Svenska kraftnät har redan tillsammans med övriga nordiska transmissionsnätsföretag etablerat ett gemensamt nordiskt kontor för den regionala säkerhetssamordningen i Köpenhamn.

Svenska kraftnät har påbörjat arbetet med genomförande av de nya reglerna och påbörjat arbetet med metoder och villkor. De har, tillsammans med de andra transmissionsnätsföretagen i Norden, påbörjat utredningen som ska visa om det finns ett behov att fastställa ett minsta krav på tröghet för synkronområdet. I övrigt kommer konsekvenserna för Svenska kraftnät att få utvärderas när metoder och villkor genomförts.

Dessutom kommer Svenska kraftnät att samordna många frågor med distributionsnätsföretagen. Det sker även idag men det kommer nu att ställas bindande krav på samråd.

#### ***Utbildning och certifiering av personal***

Personal vid både Svenska kraftnät och vid distributionsnätsföretag som ska hantera information under SO kommer att behöva utbildas och certifieras. Då kraven på kompetens är hög redan idag kommer det att handla om en formalisering och standardisering av de redan gällande kompetenskraven.

### **Ökad transparens genom samråd och godkännande av Ei**

Ei har hittills inte varit direkt involverad i arbetet med att utforma metoder och villkor för driftsäkerheten. Nu ska Ei godkänna en del av de metoder och villkor som Svenska kraftnät och de andra transmissionsnätstföretagen föreslår. I handläggningen ingår att hålla samråd vid behov och komma överens om metoder och villkor med övriga berörda tillsynsmyndigheter. Därutöver tillkommer prövning av eventuella undantag som söks, överklaganden och så vidare. Ei kommer även att meddela föreskrifter<sup>80</sup> om vilka skyldigheter som finns vad gäller datautbyte (vad som ska utbytas framgår i detaljerna i förordningarnas olika artiklar). Det är bland annat skyldigheter för elproducenter och elanvändare att lämna information (i form av data) till Svenska kraftnät. Uppgiften att meddela föreskrifter är ny för Ei.

### **Förtydliganden av krav på informationsutbyte**

Distributionsnätstföretagen påverkas genom att SO förtydligar vad som ska gälla för informationsutbyte och regler om samordning av informationsutbyte. Distributionsnätstföretagen har enligt SO både skyldigheter och rättigheter vad gäller informationsutbytet. De ska även samordna data från de kraftproduktionsmoduler som är anslutna i deras nät.

### **Förtydligande av krav på betydande nätanvändare**

I SO förtydligas kraven på betydande nätanvändares skyldigheter vad gäller deras spänningsreglering och hantering av reaktiv effekt. Med betydande nätanvändare avses här anslutna elproduktionsanläggningar, förbrukningsanläggningar och anläggningar för högspänd likström. Kraven i SO kompletterar kraven i förordningarna för anslutning (se avsnitten om anslutningsförordningarna).

Tabell 6 Påverkan och möjligheter SO

Aktör	Påverkan	När
Svenska kraftnät	Utarbeta villkor eller metoder och överlämna till Ei	2018
Ei	Godkänna villkor och beslut, eller begära ändring	2018
Distributionsnätstföretag	Informationsutbyte, innehåll och ansvar	Förordningen trädde i kraft den 14 september 2017. Artiklarna 41–53 om datautbyte tillämpas från och med den 18 september 2020. Artikel 54.4 tillämpas från och med den 27 april 2019 för kraftproduktionsmoduler (dvs. då artikel 41.2 i RfG börjar tillämpas) och från och med den 18 september 2019 för förbrukningsanläggningar och distributionssystem (dvs. då artikel 35.2 i DCC börjar tillämpas).
Betydande nätanvändare	Informationsutbyte, innehåll mm.	Förordningen trädde i kraft den 14 september 2017. Artiklarna 41–53 om datautbyte tillämpas från och med den 18 september 2020. Artikel 54.4 tillämpas från och med den 27 april 2019 för kraftproduktionsmoduler (dvs. då artikel 41.2 i RfG börjar tillämpas) och från och med den 18 september 2019 för förbrukningsanläggningar och distributionssystem (dvs. då artikel 35.2 i DCC börjar tillämpas).

<sup>80</sup> Riksdagen antog regeringens proposition Myndighetsuppgifter på elområdet (prop. 2017/18:93) den 19 april 2018.

## 3.7 Förordningen ER

*Kommissionens förordning (EU) 2017/2196 av den 24 november 2017 om fastställande av nätföreskrifter för nödsituationer och återuppbyggnad avseende elektricitet.*

Förordningen trädde i kraft den 18 december 2017. Artiklarna 15.5–15.8, 41, 42.1, 42.2 och 42.5 ska börja tillämpas den 18 december 2022.

**På engelska:** *Commission regulation (EU) 2017/2196 of 24 November 2017 establishing a network code on electricity emergency and restoration.*

Härefter benämnd ER.

### ER ska

- förebygga omfattande störning och nätsammanbrott
- förhindra och förebygga att en incident sprids eller förvärras
- möjliggöra en effektiv och snabb återuppbyggnad av elsystemet efter nätsammanbrott.

### 3.7.1 Vad är syftet med ER?

Regler och krav om driftsäkerhet finns i SO. Reglerna i ER syftar till att säkerställa att omfattande störningar och sammanbrott i elsystemet undviks samt till att möjliggöra en effektiv och snabb återuppbyggnad av elsystemet i händelse av en stor störning. ER kompletterar förordningen SO. Det har tidigare inte funnits gemensamma regler för detta inom EU.

I Sverige finns vissa regler i ellagen inom detta område, bland annat regler som innebär att Svenska kraftnät mot en marknadsmässig ersättning får beordra elproducenter att öka eller minska produktionen av el. Om detta inte räcker för att upprätthålla elsystemets funktion får Svenska kraftnät beordra nätföretag att begränsa eller avbryta överföringen av el till anslutna kunder. Vidare finns det i Sverige regler om beredskap, t.ex. elberedskapslagen och elberedskapsförordningen. Svenska kraftnät har även utfärdat ett antal föreskrifter om beredskap<sup>81</sup>.

### 3.7.2 Det här handlar reglerna i ER om

ER anger minimikrav om och principer för hur transmissionsnätsföretagen ska hantera driften av överföringssystemet i nöddrifttillstånd, vid nätsammanbrott och i återuppbyggnadstillstånd. Det finns också regler om informationsutbyte och kommunikation. De åtgärder som ska vidtas av berörda aktörer i nöddrifttillstånd, vid nätsammanbrott och i återuppbyggnadstillstånd ska testas av transmissionsnätsföretaget för att verifiera att de överensstämmer med förordningen. ER ställer även krav på att transmissionsnätsföretaget får tillgång till kritiska verktyg och anläggningar som krävs för drift och återuppbyggnad av systemet.

<sup>81</sup> T.ex. SvKFS 2013:2 och SvKFS 2012:1.



De som berörs av förordningen är transmissionsnätsföretag, distributionsnätsföretag, betydande nätanvändare, leverantörer av skyddstjänster, leverantörer av återuppbyggnadstjänster, balansansvariga, leverantörer av balanstjänster, nominerade elmarknadsoperatörer och andra aktörer som utövar marknadsfunktioner (genom utnämning eller delegering) enligt CACM eller FCA. De betydande nätanvändare som avses är befintliga och nya elproduktionsanläggningar (kraftproduktionsmoduler) som klassificeras som typ C och D enligt förordningen om anslutning av elproduktion (RfG) och i vissa fall även nya kraftmoduler typ B enligt samma förordning. Dessutom avses befintliga och nya förbrukningsanläggningar som är anslutna till transmissionsnät, leverantörer som aggregerar effekt från elproduktionsanläggning eller förbrukningsanläggningar (dvs. en aggregator) samt leverantörer av aktiva reserver. Slutligen berörs nya system för högspänd likström.

Förordningen ställer specifika krav på

- transmissionsnätsföretagens hantering av samordning av systemdrift inom EU vid följande situationer: nödsituation, störstörning inom elförsörjningen och återuppbyggnad efter en stor störning
- att simuleringar och tester genomförs (av transmissionsnätsföretaget och de som levererar tjänster för återuppbyggnad m.fl.) för att garantera tillförlitlig, effektiv och snabb återuppbyggnad till normaltillstånd i händelse av nödsituation eller störstörning inom elförsörjningen
- de verktyg och anordningar som behövs för att garantera tillförlitlig, effektiv och snabb återuppbyggnad till normaltillstånd i händelse av nödsituation eller störstörning inom elförsörjningen.

Transmissionsnätsföretaget är ansvarigt för driftsäkerheten i sitt eget område, men en störning från ett annat elsystem kan sprida sig eftersom elsystemen är sammanlänkade. En effektiv användning av EU:s elsystem förutsätter därför ett nära samarbete och samordning mellan de berörda aktörerna.

#### ***Handeln får avbrytas***

Transmissionsnätsföretaget ska säkerställa att handeln kan fortsätta utan avbrott i samband med eventuellt nöddrifttillstånd, nätsammanbrott eller återuppbyggnadstillstånd. Detta innebär att de endast tillfälligt, när detta är absolut nödvändigt, får avbryta handeln. Transmissionsnätsföretaget ska utarbeta förslag till regler om att tillfälligt avbryta och att återuppta marknadsaktiviteter. Några av dessa regler ska godkännas av Ei.

Det som transmissionsnätsföretaget kan avbryta är bland annat kapacitetstilldelningen vid elområdesgränser och inlämnande av anbud om balanskapacitet och balansenergi från en leverantör av balanstjänster. Dessutom kan transmissionsnätsföretaget tillfälligt avbryta andra relevanta marknadsaktiviteter om det bedöms som nödvändigt för att upprätthålla och/eller återuppbygga systemet. Om transmissionsnätsföretaget tillfälligt avbryter marknadsaktiviteter ska de samordna med följande parter: Transmissionsnätsföretagen och den samordnade kapacitetsberäknaren i de kapacitetsberäkningsregioner de ingår i, de transmissionsnätsföretag med vilka de har avtal om samordnad balansering,

transmissionsnätsföretagen i de kontrollblock för lastfrekvensreglering där de är medlem samt med den nominerade elmarknadsoperatören och andra enheter som utövar marknadsfunktioner.

Transmissionsnätsföretaget ska också ta fram regler för avräkning av obalanser och avräkning av balanskapacitet och balansenergi som ska tillämpas på de avräkningsperioder för obalanser under vilka marknadsaktiviteterna var tillfälligt avbrutna.

#### **Svenska kraftnät tar fram planer och förslag på villkor och metoder**

Ett antal av de förslag på villkor och regler som transmissionsnätsföretaget ska ta fram enligt ER ska godkännas av tillsynsmyndigheten. Huvudregeln i förordningen är att Ei är den myndighet som ska godkänna förslagen. Ei behöver inte samråda med andra tillsynsmyndigheter inför beslut om metoder och villkor som fattas med stöd av ER.

Bland de villkor som ska godkännas av Ei på ansökan av Svenska kraftnät finns

- villkoren för att agera som leverantör av skyddstjänster eller återuppbyggnadstjänster på avtalsbasis
- förteckningen över betydande nätanvändare med ansvar för att i sina anläggningar genomföra de åtgärder som följer av bindande krav som fastställs i förordningarna om anslutning och/eller av nationell lagstiftning, samt förteckning över de åtgärder som ska genomföras av dessa
- förteckningen över *högprioriterade betydande nätanvändare*<sup>82</sup>, eller de principer som tillämpas för att definiera dessa, samt villkoren för bortkoppling och förnyad spänningssättning av de dessa (såvida det inte definieras i landets nationella lagstiftning)
- reglerna om att tillfälligt avbryta och återuppta marknadsaktiviteter samt särskilda regler för avräkning av obalanser och avräkning av balansenergi, i händelse av att marknadsaktiviteter tillfälligt avbrutits
- provningsplan.

För några av dessa förslag ska transmissionsnätsföretaget samråda med berörda intressenter.

Transmissionsnätsföretagen ska ta fram en systemskyddsplan och en återuppbyggnadsplan (förutom en provningsplan). Planerna ska tas fram med hjälp av en trestegsmetod som består av en utformningsfas (definiera detaljinnehåll), en genomförandefas (utveckla och installera alla nödvändiga hjälpmedel och tjänster för aktivering av planen) och en aktiveringsfas (använda en eller flera av planens åtgärder i verklig drift).

---

<sup>82</sup>En betydande nätanvändare för vilken särskilda villkor gäller för bortkoppling och förnyad spänningssättning.

### ***Plan för skydd mot nätsammanbrott***

Systemskyddsplanen är en plan för hur man kan skydda sig mot nätsammanbrott. Svenska kraftnät ska i samråd med berörda ta fram en skyddsplan senast december 2018. I planen ska ingå

- villkoren för hur de ska aktivera planen
- vilka instruktioner som de ska ta fram
- vilka åtgärder som ska samrådats i realtid eller samordnas med andra parter
- en förteckning över de åtgärder som de ska vidta i egna anläggningar
- en förteckning över de åtgärder som distributionsnätsföretagen ska vidta och över de distributionsnätsföretag som har ansvar för att genomföra dessa åtgärder i sina anläggningar
- en förteckning över de betydande nätanvändare som har ansvar för att i sina anläggningar genomföra åtgärder enligt krav i anslutningsförförordningarna samt en förteckning över de åtgärder som ska vidtas av dessa betydande nätanvändare
- en förteckning över högprioriterade betydande nätanvändare och villkoren för deras bortkoppling
- inom hur lång tid respektive åtgärd som förtecknas i systemskyddsplanen ska genomföras.

I ER finns regler för när och hur systemskyddsplanen ska aktiveras och genomföras. Det framgår bland annat att transmissionsnätsföretagen ska underrätta anslutna distributionsnätsföretag, betydande nätanvändare och leverantörer av skyddstjänster om planen och om de åtgärder som ska genomföras i deras anläggningar, inklusive tidsfristerna för genomförandet. Det framgår också av ER att ett transmissionsnätsföretag ska, om det är möjligt, erbjuda assistans till annat transmissionsnätsföretag som har ett system som befinner sig i nöddrifttillstånd.

### ***Plan för återuppbyggnad efter stort fel***

Återuppbyggnadsplanen är en plan för återuppbyggnad av överföringssystemet i det fall att nätet har kollapsat. Svenska kraftnät ska i samråd med berörda ta fram en återuppbyggnadsplan senast december 2018. I planen ska ingå bestämmelser om villkoren för hur och när de ska aktivera planen, de instruktioner om planen som de ska utfärda och vilka åtgärder som ska samrådats i realtid eller samordnas med andra parter. I ER finns regler om hur planen ska aktiveras, om hur spänningssättning ska göras, hur frekvensen ska hanteras och regler kring återsynkronisering för att bygga upp synkronområdet igen.

### ***Provningsplan***

Transmissionsnätsföretaget ska senast december 2019 ta fram en provningsplan i samråd med distributionsnätsföretagen och de betydande nätanvändarna. Planen ska identifiera den utrustning och de resurser som är relevanta för systemskyddsplanen och återuppbyggnadsplanen och som måste testas för att verifiera att de klarar olika krav (tekniska förmågor).

### 3.7.3 Vad innebär reglerna för aktörerna?

De aktörer som främst påverkas av förordningen är Svenska kraftnät, Ei, distributionsnätsföretag, betydande nätanvändare och leverantörer av skydds- och återuppbyggnadstjänster. I händelse av ett tillfälligt avbrytande av handelsaktiviteter eller fränkoppling av nätanvändare kan även balansansvariga parter, leverantörer av balanstjänster, nominerade elmarknadsoperatörer och andra aktörer som utövar marknadsfunktioner påverkas.

Svenska kraftnät ska ta fram förslag till diverse villkor, förteckningar och regler till Ei. De flesta av förslagen ska lämnas till Ei december 2018 för godkännande. Ei har inlett ett arbete med att utreda vad det innebär att godkänna villkor enligt ER<sup>83</sup> och vilka eventuella samband som finns med befintlig nationell lagstiftning.

Svenska kraftnät ska även underrätta Ei om systemskydds- och återuppbyggnadsplanerna, eller delar av dem. Ei utreder för närvarande om dessa uppgifter kan innehålla säkerhetsskyddsklassad information, och i så fall vad som behöver göras för att säkerställa att Ei kan hantera sådana uppgifter på ett korrekt sätt.

Berörda distributionsnätsföretag, betydande nätanvändare och leverantörer av skyddstjänster och återuppbyggnadstjänster ska genomföra åtgärderna och följa instruktionerna i Svenska kraftnäts systemskydds- och återuppbyggnadsplaner. De ska också utan dröjsmål verkställa de instruktioner i systemskydds- och återuppbyggnadsplanerna som utfärdas av Svenska kraftnät.

Svenska kraftnät har enligt ER rätt att koppla bort betydande nätanvändare och leverantörer av skyddstjänster, antingen direkt eller via distributionsnätsföretag, för att hantera frekvensavvikelser. Betydande nätanvändare och leverantörer av skyddstjänster ska i så fall förbli bortkopplade till dess att ytterligare instruktioner utfärdas.

Svenska kraftnät, distributionsnätsföretagen, betydande nätanvändare och leverantörer av återuppbyggnadstjänster ansvarar också för att införa system för röstkommunikation med tillräcklig utrustning och reservkraftsystem för att möjliggöra utbyte av den information som behövs för återuppbyggnadsplanen i minst 24 timmar, i händelse av total frånvaro av extern elförsörjning.

I Sverige finns vissa regler kring beredskap, t.ex. elberedskapslagen och elberedskapsförordningen. Svenska kraftnät har utfärdat ett antal föreskrifter om beredskap. Dessa regler kan komma att påverkas av reglerna ER.

---

<sup>83</sup> Ei har tidigare utrett behovet av kompletterande nationella föreskrifter med anledning av förordningarna FCA, CACM, SO, RfG, DCC, och HVDC. Vid detta tillfälle hade inte ER beslutats.

Tabell 7 Påverkan och möjligheter ER

Aktör	Påverkan	När
Svenska kraftnät	Utarbeta villkor eller metoder och överlämna till Ei	2018–2019
Ei	Godkänna villkor och beslut, eller begära ändring	2018–2020
Distributionsnätsföretag	Delta i genomförandet av systemskyddsplan och återuppbyggnadsplan	Förordningen trädde i kraft den 18 december 2017. Artiklarna 15.5–15.8, 41, 42.1, 42.2 och 42.5 ska börja tillämpas den 18 december 2022.
Betydande nätanvändare	Delta i genomförandet av systemskyddsplan och återuppbyggnadsplan	Förordningen trädde i kraft den 18 december 2017. Artiklarna 15.5–15.8, 41, 42.1, 42.2 och 42.5 ska börja tillämpas den 18 december 2022.
Leverantörer av skydds- och återuppbyggnadstjänster	Delta i genomförandet av systemskyddsplan och återuppbyggnadsplan	Förordningen trädde i kraft den 18 december 2017. Artiklarna 15.5–15.8, 41, 42.1, 42.2 och 42.5 ska börja tillämpas den 18 december 2022.

### 3.8 Gemensamt för anslutningsförordningarna

Det finns tre förordningar som innehåller regler för anslutning till elnäten. RfG handlar om anslutning av produktionsanläggningar, DCC handlar om anslutning av förbrukningsanläggningar och underliggande nät och HVDC handlar om anslutning av HVDC-anläggningar. I det här kapitlet beskriver vi de delar som är gemensamma för dessa tre förordningar, här kallade anslutningsförordningarna. I avsnitten 3.9, 3.10 och 3.11 beskriver vi det som är speciellt i var och en av förordningarna.

För att systemsäkerheten i elnätet ska kunna upprätthållas är nätföretagen beroende av den tekniska kapaciteten hos samtliga användare som är anslutna till elnätet. Historiskt har produktionsanläggningarna varit viktigast för nätföretagen i detta avseende. Idag är det viktigt att både produktionsanläggningar och förbrukningsanläggningar kan bidra till systemsäkerheten.

Gemensamma regler för anslutning till elnätet syftar till att underlätta integrationen av förnybar elproduktion och möjliggöra effektivare användning av befintliga elnät och resurser, vilket i slutändan gynnar kunderna inom EU. Harmoniserade regler bidrar även till systemsäkerhet och främjar handeln. Anslutningsförordningarna syftar särskilt till att säkerställa att de anläggningar som ansluts till elnätet uppfyller vissa grundläggande krav så att det skapas ett driftsäkert sammanlänkat europeiskt elsystem. Många krav är direkt angivna i anslutningsförordningarna. I vissa fall är det transmissionsnätsföretaget eller distributionsnätsföretagen som ska ange kraven utifrån ramar som anges i anslutningsförordningarna.

Respektive förordning definierar vilka anläggningar som anses vara *betydande* och därmed omfattas av respektive förordning.

Följande är det som är huvudsakligen gemensamt för anslutningsförfordningarna:

- Förfordningarna gäller för *nya* anläggningar (med vissa undantag).
- Flera av artiklarna i förfordningarna börjar tillämpas först tre år efter offentliggörandet av respektive förfordning.
- Befintliga anläggningar som byggs om kan omfattas av förfordningarna under vissa förutsättningar.
- En anslutande anläggning ska ha teknisk förmåga att klara variationer i spänning och frekvens och tåla störningar i elnätet och samtidigt förbli anslutna till elnätet.
- Det finns möjlighet att söka undantag från förfordningarna.

I Sverige har kraven på elproduktionsanläggningar hittills ställts genom Svenska kraftnäts föreskrifter och allmänna råd om driftsäkerhetsteknisk utformning av produktionsanläggningar<sup>84</sup>. Dessutom ska Ei enligt ellagen godkänna de metoder som används för att utforma såväl Svenska kraftnäts som övriga elnätsföretags avtalsvillkor<sup>85</sup>. Det innebär att elnätsföretag inte får ingå avtal om tillträde till en ledning eller ett ledningsnät förrän de metoder som har använts för att utforma avtalsvillkoren har prövats av Ei. Ei prövar om metoderna leder till objektiva villkor som inte är diskriminerande. Frågor om anslutningsvillkor, anslutningsavgift och andra villkor ingår inte i prövningen.

Ei godkänner idag varken Svenska kraftnäts föreskrifter eller deras eller andra nät-företags anslutnings- eller anläggningsavtal. Berörda kan däremot vända sig till Ei för att få tvister prövade vad gäller villkoren i anslutnings- och anläggningsavtalen. I ellagen anges att den som har nätkoncession för linje eller område är skyldig att på skäliga villkor ansluta en elektrisk anläggning till ledning eller ledningsnät. Det vanligaste villkoret för anslutning som prövas av Ei är anslutningsavgiften, men även andra frågor prövas, som anslutningsskyldigheten i sig och vilken anslutningspunkt som ska väljas.

#### **Generellt tillämpliga krav och platsspecifika krav**

I anslutningsförfordningarna förekommer begreppen *generellt tillämpliga krav* och *platsspecifika krav*.

Med generellt tillämpliga krav avses krav som gäller generellt för alla anslutningar av samma typ. De generellt tillämpliga kraven gäller oavsett var i nätet en produktions-, förbruknings- eller likströmsanläggning är ansluten. Exempel på generellt tillämpliga krav är frekvensrelaterade krav och krav på störningstålighet.

Med platsspecifika krav avses krav som gäller för specifika anläggningar, dvs. krav som kan skilja sig åt beroende på anslutningspunkten. De platsspecifika kraven gäller utöver de generellt tillämpliga kraven. De platsspecifika kraven bestäms i Sverige i avtal mellan nätföretaget och ägaren till den specifika anläggningen.

---

<sup>84</sup> Affärsverket svenska kraftnäts föreskrifter och allmänna råd om driftsäkerhetsteknisk utformning av produktionsanläggningar (SvKFS 2005:2).

<sup>85</sup> 4 kap. 1 a § ellagen.

Sådana avtal får användas även fortsättningsvis men Ei ska inom ramen för tillsyn säkerställa att dessa avtal inte strider mot kraven i anslutningsförfordningarna.

#### ***Ei utfärdar föreskrifter och har tillsyn***

De generellt tillämpliga kraven som gäller Sverige kommer att föreslås av Svenska kraftnät och ska därefter godkännas av Ei. Godkännandet kommer att ske i form av att Ei meddelar föreskrifter om detta.

För de platsspecifika kraven får medlemsstaterna kräva godkännande från ett utsett organ. Om Sverige väljer att inte utse ett organ som på förhand ska godkänna de platsspecifika kraven har Ei möjlighet att utöva tillsyn över att avtalen för nya anläggningar överensstämmer med bestämmelserna i förfordningarna.

#### ***Anläggningar som byggs om***

Anslutningsförfordningarna gäller nya anläggningar. Om en anläggning byggs om ska nätföretaget först bedöma om ett nytt anslutningsavtal krävs. Om nätföretaget gör bedömningen att det krävs ett nytt anslutningsavtal ska detta meddelas till Ei som tar ställning till om det krävs ett sådant eller inte. Det som är avgörande för Ei:s bedömning är om ombyggnationen påverkar den tekniska förmågan hos anläggningen så mycket att det krävs ett nytt anslutningsavtal. I vilken mån en anläggning efter ombyggnad ska omfattas av de nya reglerna kommer att avgöras från fall till fall. Vad det gäller förbrukningsanläggningar som tillhandahåller efterfrågefleksibilitet är det bara anslutningar över 1 000 V som kan komma att omfattas av nya regler efter ombyggnad.

#### ***Undantag från anslutningsförfordningarna***

Ei kan bevilja undantag från en eller flera bestämmelser i anslutningsförfordningarna. Ett beviljat undantag kan också återkallas. En ansökan om undantag från den som vill ansluta sig ska lämnas in till berörd nätägare. Nätföretaget ska därefter i samråd med transmissionsnätsföretaget och eventuella berörda närliggande nätföretag bedöma om ansökan om undantag och den medföljande kostnadsnyttoanalysen uppfyller de kriterier för undantag som Ei har fastställt. Inom sex månader från det att nätföretaget tagit emot ansökan ska den vidarebefordras till Ei tillsammans med den eller de bedömningar som gjorts. Ei ska fatta ett beslut senast sex månader efter ansökan tagits emot. Ei ska föra ett register över beviljade undantag. ACER ska i sin tur övervaka förfarandet för att bevilja undantag i samarbete med Ei.

Ei har tagit fram kriterier för undantag för respektive förfordning.<sup>86</sup> Ei kan återkalla ett beslut om undantag om kriterierna som motiverade undantaget inte längre är uppfyllda.

---

<sup>86</sup> Se beslut dnr 2016–100304 (RfG), dnr 2016–102710 (DCC) och dnr 2016–102771 (HVDC), se [www.ei.se](http://www.ei.se).

## 3.9 Förordningen RfG

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

Förordningen trädde i kraft den 17 maj 2016. Förordningen börjar tillämpas tre år efter offentliggörandet, dvs. den 27 april 2019, förutom artiklarna 4.2 b, 7, 58, 59, 61 och 66–70 som tillämpas från ikraftträdandedatumet.

**På engelska:** *Commission regulation (EU) 2016/631 of 14 April 2016 establishing a network code on requirements for grid connection of generators.*

Härefter benämnd RfG.

RfG är en av tre förordningar om anslutning till elnätet.

### RfG ska

- ta fram regler för anslutning av nya produktionsanläggningar
- säkerställa elproduktionsanläggningarnas förmåga att bidra till elsystemets funktion
- bidra till att elnäten klarar av att ta emot mer förnybar elproduktion
- införa harmoniserade spelregler i EU för elproducenter.

### 3.9.1 Vad är syftet med RfG?

Syftet med RfG är att införa enhetliga regler för elproduktionsanläggningar som ska anslutas till elnäten inom EU. Innan RfG beslutades var reglerna om anslutning i huvudsak nationella. I Sverige har kraven hittills ställts genom Svenska kraftnäts föreskrifter och allmänna råd om driftsäkerhetsteknisk utformning av produktionsanläggningar<sup>87</sup>.

Om ett elnät kan drivas systemsäkert eller inte beror bland annat på produktionsanläggningarnas tekniska förmåga. De produktionsanläggningar som är anslutna till elnätet måste därför ha tillräcklig prestanda för att klara störningar och för att hjälpa till att förhindra större avbrott i elförsörjningen. En säker drift av elnätet är möjlig endast om det finns ett nära samarbete mellan elnätsägare och ägare av produktionsanläggningarna som är anslutna till elnäten.

I dag består elproduktionskapaciteten inom EU i många fall av stora elproduktionsanläggningar<sup>88</sup> anslutna på hög spänningsnivå i elnätet (t.ex. till transmissionsnätet). För att uppnå EU:s miljömål investerar många av EU:s medlemsstater i förnybar elproduktion i form av vindkraft och solkraft. Vissa av dessa anläggningar kan vara storskaliga och anslutna till transmissionsnätet men ofta ansluts de även på lägre spänningsnivåer. Gemensamt för denna elproduktion är att den är svårare att planera jämfört med t.ex. vattenkraft och kärnkraft. Följden av detta skifte är att flödet av el i näten varierar mer och blir mer oförutsägbart. En större andel förnybar elproduktion i elsystemet medför även mindre andel tröghet (inertia) i elsystemet vilket leder till nya utmaningar i att upprätthålla en stabil frekvens (50 Hz) i elnätet.

<sup>87</sup> SvKFS 2005:2.

<sup>88</sup> T.ex. kärnkraft, vattenkraft och kolkraft med synkrogeneratorer.



### 3.9.2 Det här handlar reglerna i RfG om

RfG gäller i huvudsak för nya elproduktionsanläggningar som anses vara betydande (typ A-D i Tabell 8 nedan) och som ansluts efter den 27 april 2019. Det kommer det att ta tid för kraven att slå igenom och omfatta alla produktionsanläggningar i elnäten. Men de nya reglerna kommer ändå över tid att vara en viktig del för att lösa utmaningarna som transmissionsnätsföretagen har med t.ex. frekvenshållningen i elnäten. De nya bestämmelserna medför alltså att det införs mer detaljerade regler som nätföretag och ägare av nya elproduktionsanläggningar behöver följa, men de reglerna ställer inte väsentligt andra krav jämfört med de som gäller redan idag i Sverige för befintliga anläggningar. Innan ett nätföretag får tillämpa några av kraven i RfG på befintliga produktionsanläggningar ska nätföretaget göra en kostnads-nyttoanalys. Analysen ska kunna visa att den sannolika nyttan är större än de sannolika kostnaderna. Ägare till elproduktionsanläggningar och distributionsnätsföretag (inklusive slutna distributionsnät) ska bidra till kostnads-nyttoanalysen.

I RfG ställs tekniska krav på elproduktionsanläggningar. Kraven handlar bland annat om vilka typer av störningar i elnätet som en framtida elproduktionsanläggning ska klara av, och i vilken omfattning. Genom att ställa krav på produktionsanläggningarnas förmågor ska även nätföretagen på bästa sätt kunna dra nytta av produktionsanläggningarnas egenskaper, dvs. deras förmågor att t.ex. bidra till att minska störningar i elnätet. Kraven handlar bland annat om frekvensstabilitet, spänningsstabilitet, störningstålighet, aktiv och reaktiv effekt samt krav på informationsutbyte.

#### ***Elproduktionsanläggningar delas in i olika typer***

RfG anger grundläggande krav på elproduktionsanläggningar. I RfG kallas de däremot inte elproduktionsanläggningar utan *kraftproduktionsanläggningar*. En kraftproduktionsanläggning är en anläggning som omvandlar primärenergi till elektrisk energi och består av en eller flera *kraftproduktionsmoduler* som är anslutna till ett elnät (i en eller flera anslutningspunkter). Kraftproduktionsmoduler delas i sin tur in i *synkrona kraftproduktionsmoduler* och *kraftparksmoduler* (land- och havsbaserade).

Kraven i RfG gäller anslutning av följande kraftproduktionsanläggningar till det sammanlänkade systemet<sup>89</sup>:

- synkrona kraftproduktionsmoduler<sup>90</sup>,
- kraftparksmoduler<sup>91</sup>,
- havsbaserade kraftparksmoduler.

---

<sup>89</sup> Ett antal transmissions- och distributionssystem som kopplas samman med hjälp av en eller flera överföringsförbindelser.

<sup>90</sup> En synkron kraftproduktionsmodul är 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.

<sup>91</sup> En eller flera elproduktionsenheter, asynkront anslutna eller anslutna via kraftelektronik.

Alla framtida elproduktionsanläggningar som är betydande behöver uppfylla kraven för att få anslutas till elnätet.

I RfG delas kraftproduktionsmodulerna in i fyra olika grupper (typer) beroende på dess maximala kontinuerliga effekt<sup>92</sup> och på spänningsnivån i anslutningspunkten där modulen ansluts till elnätet. RfG anger sedan de tekniska kraven som gäller för modulerna i respektive grupp. RfG tillåter att medlemsstaterna gör vissa nationella anpassningar av kraven. I Tabell 8 redovisas klassificeringen av kraftproduktionsmoduler enligt RfG, de delas in i typ A, B, C och D.

**Tabell 8** Typer av kraftproduktionsmoduler för synkronområde Norden<sup>93</sup> enligt RfG

	Kraftproduktionsmodulens maximala kontinuerliga effekt	Spänning i anslutningspunkten
Typ A	Lika med eller högre än 0,8 kW	Lägre än 110 kV
Typ B	Lika med eller högre än 1,5 MW	Lägre än 110 kV
Typ C	Lika med eller högre än 10 MW	Lägre än 110 kV
Typ D	Lika med eller högre än 30 MW	Lägre än 110 kV
Typ D	Alla	Lika med eller högre än 110 kV

En modul av typ A kan t.ex. vara ett vindkraftaggregat eller ett gasturbinaggregat vars kontinuerliga effekt är minst 0.8 kW men inte mer än 1.5 MW. En typ B modul kan t.ex. vara en vattenkraftstation med en kontinuerlig effekt om minst 1.5 MW men inte mer än 10 MW. En typ C modul kan vara t.ex. en vattenkraftstation eller en vindkraftgrupp med en kontinuerlig effekt om minst 10 MW men inte mer än 30 MW. En typ D modul kan vara t.ex. en vattenkraftsstation eller kärnkraftsaggregat med en kontinuerlig effekt om minst 30 MW.

Det kan ibland uppkomma frågor om hur storleken på modulen ska bedömas. RfG anger att en synkrogenerator ska klassificeras efter storlek och omfatta alla de komponenter i en kraftproduktionsanläggning som i normala fall körs som en enda odelbar enhet (t.ex. separata generatorer som drivs av separata vatten- och ångturbiner i en och samma enhet). I de fall en anläggning omfattar flera odelbara enheter, t.ex. en vattenkraftstation med flera generatorer, och om dessa generatorer endast kan drivas tillsammans utgör de en kraftproduktionsmodul.

För t.ex. ett vindkraftverk, som är ett exempel på en *asynkrogenerator för kraftproduktion*, gäller att om vindkraftverket är, tillsammans med flera andra vindkraftverk, anslutna i en gemensam anslutningspunkt, räknas de som en modul.

<sup>92</sup> Den maximala kontinuerliga aktiva effekt som en kraftproduktionsmodul kan producera, minus effektförbrukning för att underlätta driften av kraftproduktionsmodulen och som inte matas in i nätet, så som anges i anslutningsavtalet eller överenskommelse mellan det berörda nätföretaget och ägaren av kraftproduktionsanläggningen.

<sup>93</sup> Sverige ingår i synkronområde Norden.

Det är transmissionsnätsföretaget som bedömer om det behöver göras nationella anpassningar av kraven i RfG. Svenska kraftnät har inte ansett att det finns behov av att göra några nationella anpassningar av de maximala tröskelvärdena för Sverige.

#### **Generellt tillämpliga krav och platsspecifika krav**

Svenska kraftnäts befintliga föreskrifter för anslutning av elproduktionsanläggning kommer att fortsätta gälla för elproduktionsanläggningar som redan är anslutna till transmissionsnätet. Befintliga elproduktionsanläggningar som redan är anslutna till annat elnät än transmissionsnätet kommer inte omfattas av RfG utan av de nätavtal de redan har. Vid anslutning av nya kraftproduktionsmoduler gäller däremot de nya reglerna som följer av RfG förutsatt att de möter de tröskelvärden som anges i Tabell 8 ovan.

RfG ska kompletteras med att varje medlemsstat i viss utsträckning bestämmer kompletterande nationella krav (generellt tillämpliga krav). Föreskrifterna som kompletterar RfG tas nu fram av Ei, efter förslag från Svenska kraftnät, och kommer att tillämpas från och med april 2019.<sup>94</sup>

Förutom generellt tillämpliga krav så omfattar RfG även platsspecifika krav.

#### **Klassificering som ny teknik – möjlighet till undantag som inte utnyttjats i Sverige**

Tillverkare av kraftproduktionsmoduler kunde fram till och med den 17 november 2016 ansöka hos de nationella tillsynsmyndigheterna om att få kraftproduktionsmoduler klassificerade som *ny teknik* (vilket medför undantag från RfG:s regler). Ansökningsperioden är avslutad och Ei har inte klassificerat någon kraftproduktionsmodul som ny teknik.

### **3.9.3 Vad innebär reglerna för aktörerna?**

Ei har hittills inte varit direkt involverat i vilka tekniska krav som ska ställas på elproduktionsanläggningar för att få ansluta till elnätet. Genom att RfG kräver att de nationella tillsynsmyndigheterna ska ha en roll i detta får Ei ett nytt åtagande. Uppgiften är bland annat att se till att det tas fram objektiva och icke-diskriminerande tekniska regler som ställer minimikrav för anslutning när det gäller teknisk konstruktion och drift. Detta innebär ytterligare handläggning för Ei jämfört med idag, där Ei enligt ellagen endast ska godkänna de metoder som används för att utforma såväl Svenska kraftnäts som övriga elnätsföretags avtalsvillkor.

En ny uppgift för ägare av kraftproduktionsanläggningar och distributionsnät, inklusive slutna distributionsnät, är att de ska bistå och bidra till den kostnadsnyttoanalys som kan bli aktuell till följd av RfG.

Nya kraftproduktionsanläggningar ska uppfylla kraven i RfG. Eftersom RfG har trätt i kraft är kraven kända och hänsyn kan tas till dessa redan i projektstadiet. Att uppfylla kraven bör därför inte medföra merkostnader jämfört med idag.

Vidare kan kraven i RfG få konsekvenser för ägare av ombyggda kraftproduktionsanläggningar genom att anläggningen eventuellt behöver uppfylla nya tekniska krav. Det har funnits en oro att detta innebär ökade kostnader för

---

<sup>94</sup>Dnr 2018-101711, se mer på [www.ei.se](http://www.ei.se).

elproducenterna men Ei gör bedömningen att kraven i RfG inte är mycket annorlunda än de Svenska kraftnät ställt hittills. Däremot är det svårare att bedöma hur redan befintliga anslutningsavtal avviker från kraven i RfG.

Genom att Ei kan bevilja undantag från en eller flera bestämmelser i RfG så finns det även en möjlighet för aktörerna att få vissa lättnader från kraven i RfG. Ei har tagit fram kriterier som ska användas vid bedömning av sådana ansökningar om undantag<sup>95</sup>. Eftersom undantag ska registreras så behöver Ei inrätta ett register över eventuella beslut om undantag. Ei behöver också meddela eventuella beslut till ACER.

För Ei innebär regelverket även att vi ska utfärda nya föreskrifter om generella krav. Förslag har inkommit från Svenska kraftnät och Ei beräknar vara klara med de nya föreskrifterna senast november 2018.

För Svenska kraftnät innebär RfG att de inte längre själva kan utfärda föreskrifter med generella krav som omfattas av RfG. Istället ska Svenska kraftnät ta fram förslag till sådana föreskrifter som Ei beslutar. Konsekvenserna av detta har nyligen varit föremål analys <sup>96</sup>. Den nya processen innebär krav på samråd när de generella kraven tas fram vilket innebär ytterligare transparens och insyn jämfört med tidigare för de aktörer som träffas av kraven.

Reglerna i RfG påverkar också distributionsnätföretagen. Det betyder att de, precis som Svenska kraftnät, ska fastställa de generellt tillämpliga kraven och de plats-specifika kraven. Distributionsnätföretag ska meddela Ei om det krävs ett nytt anslutningsavtal för en befintlig anläggning efter ombyggnation. Kraven i RfG omfattar normalt sett inte befintliga anläggningar. RfG berör alla distributionsnätföretag om en kraftproduktionsmodul som anses som betydande vill ansluta till dess nät. Därutöver omfattas de distributionsnätföretag som redan har befintliga kraftproduktionsmoduler anslutna om det efter ombyggnation krävs ett nytt anslutningsavtal eller att avtalet ses över grundligt enligt RfG.

Tabell 9 Påverkan och möjligheter RfG

Aktör	Påverkan	När
Distributionsnätsföretag	Nya regler för ny kraftproduktionsmodul eller för kraftproduktionsmodul som byggs om så att ett nytt anslutningsavtal krävs.	17 maj 2016 för artiklarna 4.2 b, 7, 58, 59 och 61 och artiklarna 66–70. I övrigt tillämpas förordningen först tre år efter offentliggörandet d.v.s. från och med 27 april 2019.
Ägare av kraftproduktionsmodul eller kraftproduktionsanläggning	Nya regler för ny kraftproduktionsmodul eller för kraftproduktionsmodul som byggs om så att ett nytt anslutningsavtal krävs.	17 maj 2016 för artiklarna 4.2 b, 7, 58, 59 och 61 och artiklarna 66–70. I övrigt tillämpas förordningen först tre år efter offentliggörandet d.v.s. från och med 27 april 2019.
Svenska kraftnät	Lämna förslag till generella krav för Sverige avseende nya kraftproduktionsmoduler	2018
Ei	Meddelar föreskrift	2018
Ei	Hanterar undantag, upprättar register	Från och med 2018 och framåt

<sup>95</sup> Se beslut dnr 2016–100304 rörande RfG.

<sup>96</sup> Ei R2016:13.

### 3.10 Förordningen DCC

*Kommissionens förordning (EU) 2016/1388 av den 17 augusti 2016 om fastställande av nätföreskrifter för anslutning av förbrukare.*

Förordningen trädde i kraft den 7 september 2016. Förordningen börjar tillämpas tre år efter offentliggörandet, dvs. den 18 september 2019, förutom för artiklarna 4.2.b, 6, 51, 56 och 57 som tillämpas från ikraftträdandedatumet.

**På engelska:** *Commission regulation (EU) 2016/1388 of 17 August 2016 establishing a Network Code on Demand Connection (Demand Connection Code).*

Härefter benämnd DCC.

DCC är den andra av tre förordningar om anslutning till elnätet.

#### **DCC ska**

- ta fram regler för anslutning av nya förbrukningsanläggningar
- säkerställa elförbrukares förmåga att bidra till elsystemets funktion
- bidra till att möjliggöra efterfrågefleksibilitet.

#### **3.10.1 Vad är syftet med DCC?**

Genom DCC införs gemensamma regler inom EU för anslutning av anläggningar som förbrukar el och distributionsnät. Harmoniserade regler för anslutning av dessa anläggningar bidrar till ett säkert elsystem och möjliggör effektivare användning av elnät och resurser.

Genom DCC införs regler som berör förbrukningsanläggningar och distributionsnät och deras förmåga att tillhandahålla teknisk kapacitet genom framförallt efterfrågefleksibilitet men också genom förmåga att klara av störningar i elnätet. Genom att ställa krav på anläggningarna som ansluts får alltså elnätsföretagen bättre verktyg att hantera de utmaningar som mer svårplanerad elproduktion medför för elnäten.

#### **3.10.2 Det här handlar reglerna i DCC om**

Hittills har det inte funnits gemensamma EU-regler med tekniska krav för hur förbrukningsanläggningar ska anslutas till elnätet. Genom DCC införs regler som fastställer minimikrav för anslutning av olika typer av förbrukningsanläggningar till elnäten. Det ställs också krav i DCC på den utrustning som tillhandahåller tjänster avseende efterfrågefleksibilitet från förbrukningsanläggningar.

För att se till att systemsäkerheten upprätthålls på ett likartat sätt inom hela EU är det nödvändigt att ha en gemensam syn på kraven som

förbrukningsanläggningar<sup>97</sup>, distributionsnät<sup>98</sup> och icke koncessionspliktiga nät<sup>99</sup> behöver uppfylla för att anslutas till elnätet. Kraven kan behövas anpassas efter regionala skillnader, dvs. kraven följer i viss mån indelningen i synkronområden och även nationsgränser. Anpassningen görs genom nationella föreskrifter.

#### ***Vilka anläggningar berörs av DCC?***

De anläggningar som berörs är nya förbrukningsanläggningar<sup>100</sup> och nya distributionsanläggningar som vill ansluta till transmissionsnätet och även nya distributionsnät (inklusive nya icke koncessionspliktiga nät). Dessutom berörs nya förbrukningsenheter i en förbrukningsanläggning eller i ett icke koncessionspliktigt nät som vill tillhandahålla efterfrågefleksibilitet till distributionsnätet eller transmissionsnätet.

Kraven i DCC gäller inte befintliga förbruknings- och distributionsanläggningar men det finns möjlighet för tillsynsmyndigheten eller medlemsstaten att besluta att de ska omfattas av DCC.

#### ***Tekniska krav på anläggningar för att klara störningar i nätet***

De tekniska kraven som följer av DCC handlar i huvudsak om att nya anläggningar ska kunna klara av störningar som uppstår i elnätet och samtidigt förbli anslutna till elnätet. För att klara det behöver anläggningarna ha vissa tekniska egenskaper. Exempel på sådana tekniska egenskaper är att anläggningen ska klara att vara i drift fast att elnätet i vissa fall ändrar frekvens och spänning. Det betyder att anläggningen ska klara variationer inom vissa fastställda frekvensområden, spänningsintervaller och klara av variationer i frekvens och spänning under en viss tid. Det ställs även krav på en anläggnings förmåga att klara av att det uppstår så kallad kortslutning i elnätet och på anläggningens förmåga att hantera reaktiv effekt.

Det finns också krav i DCC på att en anläggning behöver ange vilka anordningar och inställningar som krävs för att anläggningen ska kunna skydda elnätet vid problem i elnätet, krav på hur informationsutbyte mellan en anläggning och elnätet ska ske, krav om hur en anläggning ska kunna kopplas bort vid låg frekvens samt hur en anläggning ska tillhandahålla tjänster för efterfrågefleksibilitet till nätföretag.

#### ***Generellt tillämpliga krav och platsspecifika krav***

De generellt tillämpliga kraven i DCC ingår inte, till skillnad mot de i RfG, i Svenska kraftnäts nuvarande föreskrifter utan är till största delen specificerade per anläggning i anslutnings- och anläggningsavtal. Detsamma gäller de platsspecifika kraven i DCC.

---

<sup>97</sup> En anläggning som förbrukar elektrisk energi och som via en eller flera anslutningspunkter är ansluten till ett transmissionsnät eller distributionsnät.

<sup>98</sup> Distribution utgör transport av el i system med högspännings-, mellanspännings- och lågspänningsnät till kunder, men inte försäljning av el.

<sup>99</sup> Ett distributionsnät som av Ei har klassificerats som ett slutet distributionsnät som distribuerar el inom ett geografiskt avgränsat område.

<sup>100</sup> Förbrukningsenhet: en odelbar uppsättning installationer innehållande utrustning som kan styras aktivt av en ägare av en förbrukningsanläggning eller en systemansvarig för ett icke koncessionspliktigt nät, antingen enskilt eller gemensamt inom ramen för förbrukningsaggregation genom en tredje part.

### **Slutet distributionssystem**

I DCC definieras ett *slutet distributionssystem* som ett distributionssystem vilket distribuerar el inom en geografiskt avgränsad industriell eller kommersiell plats eller plats där gemensamma tjänster tillhandahålls och som inte levererar el till hushållskunder (med vissa förbehåll vad gäller hushållskunder). Ei ska bedöma vad som utgör ett slutet distributionssystem. I svensk lagstiftning benämns slutna distributionsnät som *icke koncessionspliktigt* nät (IKN) i förordningen (2007:15) om undantag från kravet på nätkoncession enligt ellagen (1997:857) och enligt denna förordning är det Ei som ska bedöma en ansökan om vad som utgör ett sådant. Innehavaren av ett distributionsnät i Sverige som vill bli klassad som ett slutet distributionssystem ska alltså ansöka till Ei om att bli klassad som ett IKN.

### **Krav på förbrukare som vill bidra med efterfrågefleksibilitet**

Förbrukningsanläggningar och slutna distributionssystem får tillhandahålla tjänster för efterfrågefleksibilitet till det elnätsföretag som anläggningen är ansluten till. Efterfrågefleksibilitet kan användas för t.ex. elnätsföretagets hantering av aktiv effekt, reglering av reaktiv effekt<sup>101</sup>, hantering av överföringsbegränsningar och för reglering av systemfrekvens i elnätet. För att få bidra med efterfrågefleksibilitet ska förbrukningsanläggningen kunna förbli i drift inom vissa frekvensområden, viss spänningsintervall och normala operativa spänningsintervall vid anslutningspunkten. Därtill ska effektförbrukningen kunna anpassas inom viss tid, kunna tåla frekvensändringar utan att kopplas bort från elnätet samt kunna ansluta eller koppla bort sina statiska kompenseringsanläggningar direkt eller indirekt.

Smart laddning av elfordon kan utgöra en tjänst för efterfrågefleksibilitet genom den anpassning av effektförbrukningen det innebär att laddningen tillfälligt avbryts.

Kraven handlar om tjänster som kan styras av nätföretagen och direkt av ägaren av förbrukningsanläggningen. DCC möjliggör även att tredje part kan tillhandahålla efterfrågefleksibilitet. Detta beskrivs oftast som att en så kallad aggregator, dvs. en tredje part som aggregerar flera förbrukningsanläggningar, erbjuder dessa anläggningars efterfrågefleksibilitet som en enhet till ett elnätsföretag.

### **3.10.3 Vad innebär reglerna för aktörerna?**

DCC innebär att nya förbrukningsanläggningar som ska anslutas till elnätet behöver uppfylla krav vad gäller bland annat förmåga att förbli i drift inom vissa frekvensområden, viss spänningsintervall och normala operativa spänningsintervall vid anslutningspunkten.

Genom DCC öppnas möjligheten till att efterfrågefleksibilitet kan erbjudas genom en tredje part. Efterfrågefleksibilitet kan fortfarande erbjudas direkt mellan en förbrukningsanläggning och ett elnät men med DCC kan en tredje part sköta detta mellan en eller flera förbrukningsanläggningar och ett elnät. Tredje part kan t.ex. representera ett helt bostadsområde och när det behövs dra ner förbrukningen genom att t.ex. stänga av kyl och frys i bostadsområdet för en viss tid. Detta kan

---

<sup>101</sup> I elnät och elledningar finns två former av effekt, aktiv effekt och reaktiv effekt. Aktiv effekt är den önskvärda effekten som kan uträtta arbete medan den reaktiva effekten helst inte ska transporteras, men ändå behövs vid vissa ställen i elnätet.

endast ske under förutsättning att bostadsområdet, i det här exemplet, har ingått ett avtal om detta med en tredje part.

Nya förbrukningsanläggningar ska uppfylla kraven som ställs i DCC. Eftersom DCC har trätt i kraft är kraven kända och hänsyn kan tas till dessa redan i projektstadiet. Att uppfylla kraven bör därför inte medföra merkostnader jämfört med idag.

Vidare får kraven i DCC konsekvenser för ägare av ombyggda förbrukningsanläggningar. För innehavare av förbrukningsanläggningarna innebär detta främst att anläggningarna ska uppfylla de tekniska krav som ställs på anläggningen. Det är svårt för Ei att bedöma hur redan befintliga anslutningsavtal avviker från kraven i DCC.

Genom att Ei kan bevilja undantag från en eller flera bestämmelser i DCC så finns det möjlighet för aktörerna att få vissa lättnader från kraven i DCC. Ei har beslutat kriterier för undantag<sup>102</sup> och kan bevilja undantag efter ansökan av nätföretagen. Eftersom undantag ska registreras så behöver Ei inrätta ett register över besluten om undantag. Ei behöver också anmäla eventuella beslut till ACER.

För Ei innebär regelverket att vi ska utfärda nya föreskrifter om generella krav. Ei:s arbete med detta kommer att ske under 2018–2019 och Ei beräknar fatta beslut i mars 2019.

Tabell 10 Påverkan och möjligheter DCC

Aktör	Påverkan	När
Distributionsnätsföretag	Nya regler för ny förbrukningsanläggning eller för förbrukningsanläggning som byggs om så att ett nytt anslutningsavtal krävs.	Förordningen trädde i kraft den 7 september 2016. Förordningen börjar tillämpas tre år efter offentliggörandet, dvs. den 18 september 2019, förutom för artiklarna 4.2.b, 6, 51, 56 och 57 som tillämpas från ikraftträdandedatumet.
Förbrukningsanläggning	Nya regler för ny förbrukningsanläggning eller för förbrukningsanläggning som byggs om så att ett nytt anslutningsavtal krävs.	Förordningen trädde i kraft den 7 september 2016. Förordningen börjar tillämpas tre år efter offentliggörandet, dvs. den 18 september 2019, förutom för artiklarna 4.2.b, 6, 51, 56 och 57 som tillämpas från ikraftträdandedatumet.
Svenska kraftnät	Lämna förslag till generella krav för Sverige avseende nya förbrukningsanläggningar	2018
Ei	Meddelar föreskrift	2018
	Hanterar undantag	Från och med 2018 och framåt
Energitjänsteföretag	Regler för efterfrågeflexibilitet	

<sup>102</sup> Se dnr 2016–102710, se [www.ei.se](http://www.ei.se)



### 3.11 Förordningen HVDC

*Kommissionens förordning (EU) 2016/1447 av den 26 augusti 2016 om fastställande av nätföreskrifter med krav för nätanslutning av system för högspänd likström och likströmsanslutna kraftparksmoduler.*

Förordningen trädde i kraft den 7 september 2016 för artiklarna 4.2.b, 5, 75, 76 och 78. I övrigt tillämpas förordningen först tre år efter offentliggörandet (18 september 2016) d.v.s. från och med 18 september 2019.

**På engelska:** *Commission regulation (EU) 2016/1447 of 26 August 2016 establishing a network code on requirements for grid connection of high voltage direct current systems and direct current-connected power park modules.*

Härefter benämnd HVDC.

HVDC är den tredje av tre förordningar om anslutning till elnätet.

#### **HVDC ska**

- ta fram regler för anslutning av system för högspänd likström och likströmsanslutna kraftparksmoduler
- säkerställa HVDC-anläggningars förmåga att bidra till elsystemets funktion
- säkerställa att elnätsföretagen utnyttjar förmågorna hos system för högspänd likström och likströmsanslutna kraftparksmoduler på ett lämpligt sätt.

#### **3.11.1 Vad är syftet med HVDC?**

HVDC innehåller regler om krav för anslutning av vissa system<sup>103</sup> för högspänd likström (tekniken kallas *HVDC*) och likströmsanslutna kraftparksmoduler (t.ex. vindkraftsparker) till elnätet.

Elnät är uppbyggda för att drivas med växelspanning och växelström. I vissa speciella sammanhang kan ledningar istället byggas med likström. När ett sådant system ska anslutas till ett elnät med växelspanning behövs särskilda regler. Systemsäkerheten i ett elsystem påverkas av den tekniska förmågan hos ett anslutet system för högspänd likström och likströmsanslutna kraftparksmoduler. En grundläggande förutsättning är därför att det finns regelbunden samordning om sådana anläggningar mellan transmissionsnätsföretagen och distributionsnätsföretagen. Det betyder att ett system för högspänd likström och likströmsanslutna kraftparksmoduler ska ha en tillfredställande prestanda och vara tillräckligt robusta för att klara störningar och att utrustningen kan bidra till elsystemets stabilitet genom att hjälpa till att förhindra större avbrott eller underlätta återställning av elsystemet efter ett sammanbrott.

<sup>103</sup> System som: Förbinder synkronområden eller kontrollområden, inklusive back-to-back-system, ansluter kraftparksmoduler till ett elnät samt vissa inbäddade system (inom kontrollområdet).

### 3.11.2 Det här handlar reglerna i HVDC om

HVDC anger de krav som gäller för anslutning av system för högspänd likström och likströmsanslutna kraftparksmoduler. Kraven utgörs av tekniska förmågor, dvs. vad ett anslutande system tekniskt ska kunna klara av.

De system (anläggningar) som omfattas av reglerna i förordningen är de HVDC-anläggningar som kopplar ihop synkronområden eller kontrollområden<sup>104</sup>. Dessutom omfattas sådana HVDC-anläggningar som ansluter en kraftparksmodul till elnätet, en HVDC-anläggning som är inbäddad, dvs. ansluter två delar i elnätet (t.ex. SydVästlänken), och även en HVDC-anläggning som är ansluten till distributionsnät om det går att visa att den har gränsöverskridande påverkan, dvs. påverkan på elnät i andra medlemsstater.

Enligt förordningen har nätföretagen skyldighet att säkerställa att de utnyttjar förmågan hos system för högspänd likström och likströmsanslutna kraftparksmoduler på ett öppet sätt som inte är diskriminerande för att skapa lika villkor i hela EU. Nätföretagen ska regelbundet undersöka om en ansluten anläggning/ett anslutet system uppfyller kraven i förordningen.

Reglerna i förordningen gäller för alla nya HVDC-anläggningar. Reglerna anger flera tekniska förmågor som de anläggningar som vill ansluta till elnätet behöver avklara. Bland annat handlar det om teknisk förmåga att förbli ansluten till elnätet och förbli i fortsatt i drift inom angivna frekvensområden och tidsperioder, förmågan att tåla snabba frekvensändringar, förmågan att reglera aktiv effekt och förmågan att tillhandahålla syntetisk tröghet<sup>105</sup>.

Vissa av bestämmelserna som utgör krav på HVDC-anläggning gäller även för befintliga HVDC-anläggningar<sup>106</sup>. Exempel på detta är de krav i HVDC som handlar om återhämtning av aktiv effekt efter fel, förmåga till dämpning, krav på viss tålighet hos system för högspänd likström samt elkvalitet.

Reglerna medför att nya sätt för informationsutbyte och samordning av vad för information som ska kunna kommuniceras behöver tas fram av de berörda aktörerna.

#### **Generellt tillämpliga krav och platsspecifika krav**

De generellt tillämpliga kraven i HVDC ingår inte, till skillnad mot de i RfG, i Svenska kraftnäts nuvarande föreskrifter utan är till största delen specificerade per anläggning i anslutnings- och anläggningsavtal. Detsamma gäller de platsspecifika kraven i HVDC.

---

<sup>104</sup> Inklusivt "back-to-back", dvs. två HVDC-omriktare anslutna direkt till varandra, utan någon likströmsledning emellan. Kontrollområde: en sammanhängande del av det sammanlänkade systemet, som drivs av en enda systemansvarig och ska inkludera sammankopplade fysiska belastningar och/eller eventuella förbrukningsenheter.

<sup>105</sup> Tröghet åstadkoms av rörelseenergin hos synkrogeneratorer (se mer i avsnittet om SO), det går att skapa tröghet på annat sätt.

<sup>106</sup> Artiklarna 26, 31, 33 och 50 HVDC.

### **Kartläggning och förbättring av anslutningsavtal**

ACER ska tillsammans med ENTSO-E samråda med intressenter om kraven för nätanslutning, kartlägga eventuella problem och föreslå förbättringar särskilt om kraven för nätanslutning.

### **Undantag från förordningen**

Ei kan bevilja undantag från en eller flera bestämmelser i HVDC.

### **3.11.3 Vad innebär reglerna för aktörerna?**

De aktörer som påverkas av reglerna är ägare till HVDC-anläggningar, nätföretag som ansluter HVDC, Svenska kraftnät, Ei och tillverkare av utrustning för HVDC.

Förordningen påverkar framförallt nya anläggningar för HVDC som ska byggas. Om en anläggning omfattas av reglerna i HVDC ska nätföretaget bedöma hur väl HVDC-anläggningen uppfyller kraven i HVDC under hela dess livstid. Nätföretag kan begära att en berörd HVDC-anläggning ska genomföra *överensstämmelseprov* och *överensstämmelsesimuleringar*. Detta kan ske upprepade gånger under en anläggnings livstid. Nätföretag ska även offentliggöra en förteckning över information och dokument som berörda HVDC-anläggningar behöver lämna in samt de krav som ska uppfyllas av dessa anläggningar. Förordningen medför konsekvenser för nya HVDC-anläggningar men även befintliga HVDC-anläggningar kan omfattas av reglerna. Antalet befintliga HVDC-anläggningar till och från Sverige och även inom Sverige är få. Även antalet nya HVDC-anläggningar förväntas bli begränsat. Exempel på HVDC-anläggningar till andra länder är FennoSkan och NordBalt till Finland respektive Litauen. Exempel inom Sverige är kablarna till Gotland och kommande SydVästlänken. Reglerna innebär mer administrativt arbete för de nätföretag som berörs men eftersom antalet HVDC-anläggningar kommer att vara förhållandevis få är påverkan ändå begränsad på svenska nätföretag.

ENTSO-E ska vartannat år offentliggöra en skriftlig vägledning om de områden i HVDC som kräver nationella beslut (nationellt generellt tillämpliga krav, plats-specifika krav och kriterier för undantag). Vägledningen ska förklara de tekniska frågor, villkor och inbördes beroenden som behöver uppfyllas för att de nationella kraven ska anses följa HVDC. ENTSO-E ska även övervaka genomförandet av HVDC och förse ACER med relevant information. Svenska kraftnät ska lämna den information som krävs till ENTSO-E för att kunna följa genomförandet av HVDC och om de värden och intervaller som krävs av HVDC fortfarande är giltiga.

Ei kan bevilja undantag och om sådana beviljas så ska Ei föra ett register över dessa. Ei har beslutat om kriterier för undantag. ACER ska övervaka förfarandet för att bevilja undantag och Ei ska tillhandahålla all information som är nödvändig för detta. Ei ska säkerställa att alla relevanta avtalspunkter och allmänna villkor för nätanslutning av nya berörda HVDC-anläggningar anpassas så att de överensstämmer med kraven i HVDC.

Ei kommer att utfärda föreskrifter om de generella allmänna kraven. Ei:s arbete med detta kommer att ske under 2018–2019 och Ei fattar beslut om nya föreskrifter i mars 2019.

Tabell 11 Påverkan och möjligheter HVDC

Aktör	Påverkan	När
Distributionsnätsföretag	Nya regler för ny HVDC-anläggning eller för anläggning som byggs om så att ett nytt anslutningsavtal krävs.	7 september 2016 för artiklarna 4.2.b, 5, 75, 76 och 78. I övrigt tillämpas förordningen först tre år efter offentliggörandet (18 september 2016) d.v.s. från och med 18 september 2019.
HVDC-anläggning, HVDC-ansluten kraftproduktionsmodul	Nya regler för ny HVDC-anläggning eller för anläggning som byggs om så att ett nytt anslutningsavtal krävs	7 september 2016 för artiklarna 4.2.b, 5, 75, 76 och 78. I övrigt tillämpas förordningen först tre år efter offentliggörandet (18 september 2016) d.v.s. från och med 18 september 2019.
Svenska kraftnät	Lämnar förslag till generella krav för Sverige avseende nya HVDC-anläggningar	2018
Ei	Meddelar föreskrift	2018
	Nya regler för ny HVDC-anläggning eller för anläggning som byggs om så att ett nytt anslutningsavtal krävs	7 september 2016 för artiklarna 4.2.b, 5, 75, 76 och 78. I övrigt tillämpas förordningen först tre år efter offentliggörandet (18 september 2016) d.v.s. från och med 18 september 2019.
	Hanterar undantag	Från och med 2018 och framåt

## 4 Naturgasmarknaden och de nya förordningarna



**NATURGAS**  
**BP720**  
\_\_\_\_\_  
**7 / 211**  
\_\_\_\_\_  
**T**



I det här kapitlet redovisar vi förordningarna som på naturgasmarknaden. För dessa har Ei uppdraget att "redovisa vidtagna och planerade åtgärder för att uppfylla de nya krav som följer av de nya förordningarna".

Naturgas täcker cirka två procent av Sveriges totala energitillförsel. I de kommuner i västra Sverige där naturgasnätet är utbyggt står naturgasen för drygt 20 procent av den slutliga energianvändningen, vilket är i nivå med genomsnittet i övriga EU. Det finns cirka 36 000 naturgaskunder, av vilka de största är stora industrier och kraftvärmeverk och cirka 34 500 är hushållskunder.

Det finns även ett stads- och fordonsgasnät i Stockholm med cirka 63 200 hushållskunder och cirka 900 företagskunder varav 10 industrier.

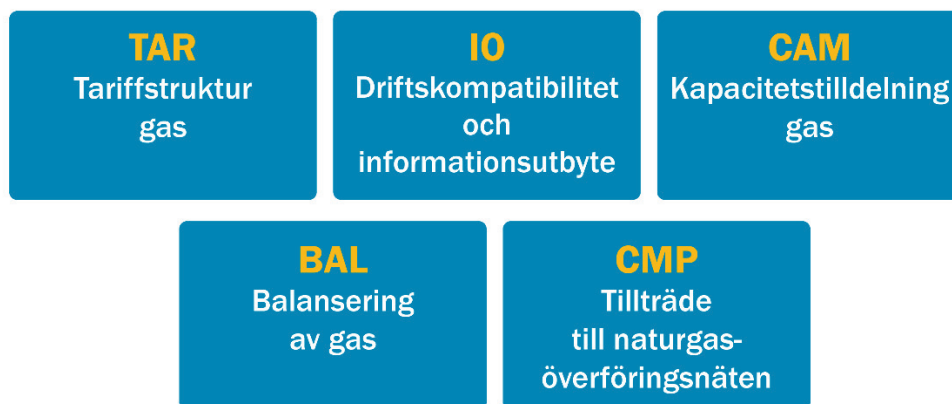
Sverige producerar ingen egen naturgas utan tillförsel sker från Danmark. Ledningen går under Öresund från Dragør i Danmark till Klagshamn i Sverige. Utöver tillförseln från Danmark produceras det cirka 0,5 TWh biogas inom Sverige, som matas in i naturgasnätet.

Det finns inte någon svensk marknadsplats för naturgas. De svenska marknadsaktörer som handlar gas gör detta på den danska gasbörsen Gaspoint Nordic eller på någon av de andra marknadsplatserna i Tyskland eller Nederländerna. Gaspoint Nordic är sedan 2016 kopplad till den paneuropeiska gasbörsen PEGAS.

Genom det tredje inre marknadspaketet har det även för naturgas införts möjligheter att meddela detaljerade regler genom EU-förordningar. Precis som för el har Ei varit med i arbetet med att utforma EU-förordningarna genom deltagande i ACER.

Inom gasområdet har fem EU-förordningar trätt i kraft. Förordningarna innehåller både regler för handel med gas och regler för de gränsöverskridande gasnäten. Förordningarnas namn respektive bokstavsförkortningar framgår av Figur 9 nedan.

Figur 9 Förordningarna om gas



En stor skillnad mellan EU-förordningarna på elområdet och förordningarna på gasområdet är att de senare i mycket större utsträckning innehåller detaljerade

krav på aktörerna direkt i förordningarna. Förordningarna för gas innehåller därför betydligt färre bestämmelser som kräver att metoder och villkor ska beslutas av den nationella tillsynsmyndigheten i ett senare skede efter ansökan från det nationella transmissionsnätsföretaget. I de fall där det kan finnas behov av regionala eller nationella skillnader finns möjlighet för aktörerna att ansöka om undantag. Eftersom förordningarna för gas inte kräver samarbete och samråd på samma sätt som förordningarna för el har tillsynsmyndigheterna inte utarbetat någon formell struktur för samarbetet.

Vi beskriver aktörerna i rapportens Bilaga 1, kommissionens mandat i Bilaga 2 och processen att ta fram de nya reglerna samt bakomliggande regelverk i Bilaga 3.

## 4.1 Om naturgasmarknaden

Här gör vi först en kort genomgång av hur den svenska marknadsmodellen för gas är utformad, och vad som skiljer den från andra gasmarknader inom EU. Därefter beskriver vi de olika förordningarna och vad som är genomfört.

### 4.1.1 Den svenska gasmarknadsmodellen

Naturgas introducerades i Sverige 1985 genom att en ledning anslöts till det danska naturgassystemet i Dragör i närheten av Köpenhamn. För att få gas är den svenska gasmarknaden därmed beroende av inmatning av gas från Danmark. I Sverige börjar ledningen i Klagshamn strax utanför Malmö. På svenska sidan sträcker sig naturgassystemet sedan från Klagshamn söderut till Trelleborg och norrut till Stenungsund, samt en bit österut in mot Jönköping, se Figur 10. Det västsvenska naturgassystemet är litet i jämförelse med de flesta andra naturgasnät i Europa. Det är drygt 30 av Sveriges 290 kommuner som har tillgång till naturgas (år 2017).

Figur 10 Västsvenska naturgassystemet



På den svenska naturgasmarknaden finns ett transmissionsnätsföretag (i förordningarna *systemansvarig för överföringssystem*) och flera distributionsnätsföretag (gasnätsföretag). Andra aktörer är naturgashandlare och gaskunder.

#### **Swedegas är transmissionsnätsföretag**

I Sverige ägs och drivs transmissionsnätet av Swedegas (se mer i Bilaga 1). Swedegas har ansvaret för balansering och drift av transmissionsnätet. Det innebär att Swedegas säkerställer att gassystemet är i balans mellan in- och utmatning dvs. att trycket, sett över en viss tid, upprätthålls. I transmissionsnätet transporteras gasen långa sträckor under högt tryck och det finns kapacitet i det svenska transmissionsnätet att överföra större mängder gas än vad som sker idag. Distributionsnäten samt ett fåtal stora förbrukare är anslutna direkt till transmissionsnätet.

#### **Distribution**

Det finns för närvarande sex gasnätsföretag som äger distributionsnät som är anslutna till transmissionsnätet. I distributionsnätet är trycket lägre. För att kunna transportera gas behöver gasnätsföretagen löpande utbyta information, till exempel mätvärden. Nätföretagen mäter energimängden i inmatnings- och utmatningspunkterna och utbyter information om detta. Dessa mätvärden används sedan för debitering och vid avräkningen mellan de balansansvariga aktörerna som har ansvaret för att det matas in lika mycket gas i ledningsnätet som det tas ut.

#### **Balans**

Det finns i dag fem företag som är balansansvariga i Sverige. Eftersom import via Danmark är det enda sättet att föra in större mängder gas till Sverige är de balansansvariga i Sverige också aktiva på den danska marknaden.

#### **Gashandel**

De svenska naturgashandlarna kan köpa gas direkt från andra aktörer i Europa eller från någon av gasbörserna som finns. De säljer sedan den gas de köpt in till sina slutkunder. Flertalet av aktörerna på den svenska gasmarknaden handlar på den danska gasbörsen Gaspoint Nordic. Vid handel med gas i Danmark tillämpas de danska handelsreglerna. Vid handel i andra delar av Europa tillämpas de handelsregler som gäller där.

Det förekommer ingen renodlad finansiell handel på Gaspoint Nordic, utan all handel sker med fysisk leverans. För att kunna handla på Gaspoint Nordic måste aktörerna ha avtal med det danska transmissionsnätsföretaget Energinet.dk. På Gaspoint Nordic kan en aktör handla gas för leverans under dagen, dagen före, inför helg och inför nästkommande månad. Det danska transmissionsnätsföretaget Energinet.dk använder Gaspoint Nordics intradagshandel för att sköta balanseringen av det danska naturgasnätet.

Priset på Gaspoint Nordic sätts utifrån tillgång och efterfrågan och ligger även till grund för *balansgrundpriset*. *Balansgrundpriset* används av Energinet.dk för att avräkna obalanser mellan aktörer. Ett tjugotal aktörer var aktiva på Gaspoint Nordic under 2017.



### **Införsel av gas via Dragör**

Den punkt där naturgas förs in i naturgassystemet fyller en viktig funktion i EU:s regelverk för naturgas. Denna punkt kallas för *inmatningspunkt*. Det svenska naturgasnätet saknar i nuläget en inmatningspunkt<sup>107</sup>. Den närmaste inmatningspunkten finns i Dragör. Denna inmatningspunkt har därför stor betydelse för det svenska naturgassystemet.

För att kunna föra in gas från andra länder via Danmark till Sverige behöver gashandlaren avtala om transporter av gas till Danmark och vidare genom Danmark till Sverige. För att transportera naturgasen till Sverige behöver en aktör, en *shipper*, också handla upp överföringskapacitet i *sammanlänkningspunkten*<sup>108</sup> i Dragör. Detta sker vid Energinet.dk:s kapacitetsauktioner. Eftersom behovet av gastransport mellan Danmark och Sverige är lågt i förhållande till systemets överföringskapacitet finns det, till skillnad från många andra system i Europa, idag inga begränsningar i överföringen från Danmark till Sverige. I dagsläget har fem svenska balansansvariga aktörer avtal med transportaktörer på den danska marknaden och kan därmed boka kapacitet av Energinet.dk.

I det svenska gasnätet reserveras kapacitet på annat sätt än i övriga Europa. Vi har samma modell på gasmarknaden som på elmarknaden. Den svenska modellen innebär att nättariffen är en *punkttariff* vilket medför att det istället för en shipper är gasnätsföretagen, eller kunder direkt anslutna till transmissionsnätet, som reserverar kapacitet i transmissionsnätet. Gasnätskunderna reserverar sedan i sin tur den kapacitet de behöver hos det distributionsnätsföretag till vilket de är anslutna. När en aktör har en anslutning till naturgasnätet och betalar nättariffen får den således tillgång till överföring av gas i hela gasnätet. För att kunna sälja eller använda gas i Sverige måste naturgashandlaren därför i ett första skede transportera gasen till Sverige genom att reservera kapacitet i de inmatningspunkter och uttagpunkter som berörs i andra länders nät. Det finns ingen möjlighet att transportera gas från det svenska transmissionsnätet till ett annat transmissionsnät, dvs. någon *uttagpunkt* till ett annat transmissionsnät finns inte.

I Sverige är marknaden för handel med gas konkurrensutsatt och kunderna kan, oavsett var de befinner sig i det svenska gasnätet, välja den naturgashandlare som passar dem bäst.

Med naturgas avses i naturgasmarknadsdirektivet<sup>109</sup> och naturgaslagen<sup>110</sup> även biogas i den mån det är tekniskt möjligt att använda gasen i naturgassystemet. Naturgas- och biogasmarknaderna i Sverige är till viss del gemensamma och naturgasnätet kan användas även för transport av biogas.

---

<sup>107</sup> Det kan förändras om exempelvis LNG-terminalen (Liquified Natural Gas) i Göteborg ansluts till nätet.

<sup>108</sup> Punkt mellan två överföringssystem för gas.

<sup>109</sup> Europaparlamentets och rådets direktiv 2009/73/EG av den 13 juli 2009 om gemensamma regler för den inre marknaden för naturgas och om upphävande av direktiv 2003/55/EG.

<sup>110</sup> Naturgaslag (2005:403).

#### 4.1.2 Regelverket för naturgasmarknaden

I takt med att EU:s gasmarknad har harmoniserats har den svenska naturgaslagen ändrats, även om grundprinciperna för handel med naturgas är desamma som tidigare.

Den svenska marknadsmodellen för naturgas skiljer sig från den i de övriga länderna i EU genom att det är nätföretagen som abonnerar på kapacitet gentemot transmissionsnätsföretaget och inte som på kontinenten, dvs. att en shipper bokar och betalar för införsel till nätet. Det har genomförts flera utredningar i syfte att utvärdera om den svenska marknadsmodellen kan bibehållas. Den utredning<sup>111</sup> som beredde frågan i samband med införandet av det tredje inre marknadspaketet kom fram till att den svenska marknadsmodellen för gas fortsatt är förenlig med EU:s gemensamma lagstiftning.

#### 4.1.3 Många av de detaljerade bestämmelserna i EU-gasförordningarna handlar om regler för sammanlänkningspunkter

Den punkt där naturgas förs ut och in i olika nationella naturgassystem fyller en viktig funktion och kallas i regelverken för *sammanlänkningspunkt*. Många av bestämmelserna i EU-förordningarna anger detaljerade krav för sammanlänkningspunkterna, t.ex. metoder för kapacitetstilldelning och olika informationskrav. Anledningen till detta är att sammanlänkningspunkterna är centrala för en väl fungerande *gränsöverskridande* handel. Det svenska naturgasnätet saknar i nuläget en sådan sammanlänkningspunkt eftersom uttag från det danska systemet och inmatning till det svenska naturgassystemet sker i Dragör i Danmark. Kapacitetsbokning för att *föra in* gas i det svenska överföringssystemet sker därför i Danmark. Eftersom det saknas en svensk sammanlänkningspunkt är många av de regler som anges i EU-förordningarna inte tillämpliga för svensk del. Ei kan därför inte heller ställa krav eller följa upp reglerna för sammanlänkningspunkter. När det gäller sammanlänkningspunkten för utförsel av gas i Dragör är det den danska tillsynsmyndigheten som följer upp tillämpningen av regelverket.

#### 4.1.4 Efterlevnaden av EU-förordningarna

Ei är tillsynsmyndighet enligt naturgaslagen och över de EU-förordningar som beskrivs i detta kapitel.

Eftersom få metoder och villkor ska utarbetas till följd av gasförordningarna är Ei:s huvudsakliga uppdrag att säkerställa att aktörerna efterlever kraven.

Inom gasområdet finns inget formaliserat samarbete mellan de nordiska tillsynsmyndigheterna på samma sätt som för el, där tillsynsmyndigheterna samarbetar inom bland annat NordREG. På gasområdet har Ei istället en löpande dialog och genomför gemensamma utredningar med den danska tillsynsmyndigheten (DERA) om hur den dansk-svenska marknaden kan utvecklas och på vilket sätt försörjningstryggheten kan förbättras. Vidare samarbetar Ei med övriga tillsynsmyndigheter i Europa inom ramen för det etablerade samarbetet i ACER.

---

<sup>111</sup> Framtida regelverk och ansvarsförhållanden på naturgasmarknaden i Sverige (SOU 2011:46).

#### 4.1.5 Årlig uppföljning gasförordningarna

ENTSOG gör årligen en uppföljningsrapport för respektive förordning. I rapporten beskriver ENTSOG hur transmissionsnätsföretagens arbete med att genomföra förordningen går. Även ACER följer upp genomförandet av förordningarna.<sup>112</sup> I de fall där ACER ser att kraven inte har genomförts blir det en uppgift för de nationella tillsynsmyndigheterna att vidta åtgärder. ACER ingen möjlighet att vidta åtgärder på egen hand.

## 4.2 Förordningen BAL

*Kommissionens förordning (EU) nr 312/2014 av den 26 mars 2014 om fastställande av nätföreskrifter för balansering av överföringsnät för gas.*

Förordningen trädde i kraft den 16 april 2014 och tillämpas från och med den 1 oktober 2015, med undantag för artiklarna 28, 33.5, 38.1, 45.4, 46.3, 51 och 52 vilka tillämpas från och med den 16 april 2014.

**På engelska:** *Commission regulation (EU) No 312/2014 of 26 March 2014 establishing a Network Code on Gas Balancing of Transmission Networks.*

Härefter benämnd BAL.

**BAL syftar till att**

- skapa enhetliga regler för balanshållning av gas.

#### 4.2.1 Syftet med förordningen BAL

Syftet med förordningen är att skapa mer enhetliga regler för balanshållning. Tidigare hade balansmarknaderna i Europa helt olika regler för balanshållningen, vilket både hindrade handel över gränserna och hindrade nya aktörer att komma in på marknaden. Ett problem var att de balansansvariga saknade marknadsplatser för att korrigera sina obalanser och att informationsutbytet var bristfälligt. Det fanns därmed en risk för att de balansansvariga fick betala för mycket för sina obalanser och att obalansavgifterna inte reflekterade transmissionsnätsföretagens kostnader för balanseringsåtgärderna. En balanseringsåtgärd är en åtgärd som transmissionsnätsföretaget vidtar för att ändra gasflödena till eller från överföringsnätet, med vissa undantag, t.ex. för gas som transmissionsnätsföretaget använder för systemets drift. Med BAL får EU gemensamma balansregler inklusive nätrelaterade regler för *nominering*<sup>113</sup> av gas (t.ex. tidsfrister och meddelande om bekräftad kvantitet), avgifter för obalanser samt driftsregler.

#### 4.2.2 Det här handlar reglerna i BAL om

Förordningen BAL innehåller regler om balansering av gasnätet i driftskedet. Den systemansvariga ska vidta balanseringsåtgärder för att hålla gasnätet inom de driftsgränser som gäller. När den systemansvariga vidtar balanseringsåtgärder ska

<sup>112</sup> Rapporten om genomförandet av gasförordningarna återfinns på ENTSOG:s respektive ACER:s webbplatser.

<sup>113</sup> En bekräftelse att man utnyttjar den kapacitet man tidigare skaffat sig rätten att utnyttja.

hänsyn tas till bland annat efterfrågan, tillgänglig information om nominering och tilldelning samt mätta gasflöden och gstryck.

Systemansvarig ska vidta balanseringsåtgärder antingen genom att köpa och sälja kortfristiga standardiserade produkter på en handelsplattform och/eller genom att använda balanseringstjänster<sup>114</sup>.

BAL innehåller regler för handeln med de kortfristiga standardprodukterna på handelsplattformen. Transmissionsnätsföretaget har rätt att köpa balanseringstjänster för situationer där kortfristiga standardiserade produkter inte eller sannolikt inte uppfyller de behov som gäller för att hålla överföringsnätet inom driftsgränserna eller om det inte finns likviditet för handel med kortfristiga standardiserade produkter.

Vidare anges bland annat de överväganden den systemansvarige ska göra vid upphandling av balanstjänster. Det framgår också att balanstjänster ska upphandlas på ett marknadsbaserat sätt genom en transparent process som inte är diskriminerande.

I de fall den kortfristiga grossistmarknaden för gas inte är tillräckligt likvid, ska transmissionsnätsföretagen genomföra lämpliga tillfälliga (interimistiska) åtgärder. Balanseringsåtgärder som transmissionsnätsföretaget vidtar i samband med detta ska främja likviditeten på den kortfristiga grossistmarknaden för gas i den utsträckning det är möjligt. De tillfälliga åtgärderna får pågå i högst fem år och ska godkännas av tillsynsmyndigheten.

Kraven som ställs genom BAL innebär att balansansvariga ska vara i balans inom dagen. BAL innehåller regler för utformning av avgifter för dagliga obalanser. De balansansvariga ska betala avgift för daglig obalans respektive erhålla intäkt för daglig obalans, i relation till deras dagliga balanser/obalanser.

Transmissionsnätsföretaget får föreslå den nationella tillsynsmyndigheten en *inom dygns-skyldighet*<sup>115</sup> (eller en ändring av en inom dygns-skyldighet). I dessa fall ska en sådan ansökan prövas av tillsynsmyndigheten inom sex månader och tillsynsmyndigheterna i andra berörda länder ska få yttra sig.

För att främja likviditeten kan den nationella tillsynsmyndigheten ge transmissionsnätsföretagen incitament att vidta effektiva balanseringsåtgärder eller maximera dem genom handel med kortfristiga standardiserade produkter. Transmissionsnätsföretaget kan ansöka om godkännande av en *incitamentsmekanism* hos den nationella tillsynsmyndigheten.

BAL innehåller också regler om minimiregler för informationsutbytet mellan den systemansvariga och aktörerna och regler om *linepack*<sup>116</sup>.

---

<sup>114</sup> En tjänst som transmissionsnätsföretaget får tillgång till via ett avtal för gas som behövs för att möta kortfristiga fluktuationer i efterfrågan eller tillgången på gas, som inte är en kortfristig standardiserad produkt.

<sup>115</sup> Uppsättning regler rörande nätanvändarnas inmatningar och uttag inom gasdygnet som ett transmissionsnätsföretag ålägger nätanvändare.

<sup>116</sup> Kapaciteten för lagring av gas i överföringsnätets rörledningar.

### 4.2.3 Sveriges genomförande av BAL

Det är väsentligt för marknadens funktion att balansen i gasnätet upprätthålls. För elsystemet krävs momentan balans men gasöverföringssystemet är mer tillåtande och klarar obalans bättre (i det korta perspektivet). I egenskap av systemansvarig ansvarar Swedegas för att balansen mellan inmatning och uttag i det svenska naturgassystemet upprätthålls på kort sikt. För detta ändamål tecknar Swedegas avtal med balansansvariga aktörer om planering och balansavräkning. En balansansvarig aktör är ekonomisk ansvarig för att balansen upprätthålls i de inmatnings- och uttagpunkter som balansansvaret omfattar.

Den avräkningsmodell som tillämpas innebär att de balansansvariga aktörerna över tiden kan rätta till sina egna obalanser via ett s.k. balanskonto. Om saldot på balanskontot överstiger tillåten maxgräns eller understiger tillåten minimigräns kommer mellanskillnaden att regleras genom transaktioner i så kallad *balansgas*.

Swedegas har av Ei beviljats rätten att vidta tillfälliga åtgärder som ska främja likviditeten på den kortfristiga grossistmarknaden för gas. Åtgärderna innebär att Swedegas får fortsätta att tillämpa den befintliga balanseringstjänsten med *veckohandel* och *reglergashandel* fram till 2019.<sup>117</sup>

För närvarande pågår ett arbete mellan Swedegas och Energinet.dk om att skapa en *gemensam balanseringszon* som gör att behov av tillfälliga åtgärder inte längre kommer att finnas.<sup>118</sup> Den gemensamma balansmarknaden är tänkt att tas i bruk i april 2019. För närvarande pågår dialog med marknadsaktörerna om de förändringar som krävs i t.ex. IT-system och rutiner. När en gemensam balansering införs bedöms likviditeten på balansmarknaden öka, konkurrensen förbättras och försörjningstryggheten öka. I detta arbete behöver Swedegas se till att reglerna i BAL uppfylls.<sup>119</sup> Ei följer genomförandet av sammanslagningen av den gemensamma svenska och danska balanseringszonen.

Swedegas har till följd av BAL behövt se över sitt informationsutbyte med övriga aktörer. Några större förändringar har dock inte genomförts.

Trots att den svenska marknadsmodellen för gas skiljer sig åt från övriga länder i Europa har BAL alltså ännu inte inneburit stora förändringar i den svenska balanshållningen. Införandet av den gemensammabalanseringszon innebär däremot en större förändring.

Ei planerar att under kommande år i dialog med Swedegas följa upp reglerna för BAL för att säkerställa att reglerna nu är införda i Sverige.

---

<sup>117</sup> Se t.ex. dnr 2014-102284, [www.ei.se](http://www.ei.se).

<sup>118</sup> European gas target model self-evaluation by DERA and Ei, Self-evaluation report, June 2017.

<sup>119</sup> Ei:s beslut dnr 2014-102284, [www.ei.se](http://www.ei.se).

## 4.3 Förordningen TAR

*Kommissionens förordning (EU) 2017/460 av den 16 mars 2017 om fastställandet av nätföreskrifter för harmoniserade tariffstrukturer för överföring av gas.*

Förordningen trädde i kraft den 6 april 2017 med undantag för kapitel VI och VIII, vilka tillämpas från och med den 1 oktober 2017, och kapitel II, III och IV, vilka ska tillämpas från och med den 31 maj 2019.

**På engelska:** *Commission regulation (EU) 2017/460 of 16 March 2017 establishing a network code on harmonised transmission tariff structures for gas.*

Härefter benämnd TAR.

### TAR syftar till att

- ta fram gemensamma regler för utformningen av transmissionsnätstariffen för överföring av gas.

### 4.3.1 Syftet med förordningen

Syftet med TAR är att ta fram gemensamma regler för hur transmissionsnätstariffen för överföring av gas ska utformas. Reglerna ska leda till marknadsintegration, förbättrad försörjningstrygghet och ökad sammanlänkning mellan gasnäten inom EU. TAR medför att nätanvändarna får ökad insyn i strukturen för tarifferna och hur de fastställs. TAR innehåller också enhetliga regler för hur transmissionsnät-företaget ska ta ut sina avgifter och därigenom underlätta överföringen av gas från ett överföringssystem till ett annat.

### 4.3.2 Det här handlar reglerna i TAR om

Förordningen TAR innehåller bestämmelser om utformning av tariffer för transmissionsnät för gas. I syfte att uppnå och säkerställa en rimlig nivå av kostnadsåterspeglning och förutsägbarhet anger TAR att överföringstariffer ska baseras på en *referensprismetod*<sup>120</sup> med hjälp av specifika kostnadsdrivande faktorer. De vägledande principerna för att tillämpa en enhetlig och transparent referensprismetod ska fastställas av tillsynsmyndigheten. För närvarande genomför Swedegas samråd om den förslagna referensprismetoden för den svenska transmissionsnätstariffen.

När det slutliga samrådet har genomförts ska samrådsdokumenten lämnas till ACER. ACER ska sedan inom två månader efter samrådet offentliggöra och lämna slutsatser av sin analys till Swedegas. Efter att samråden har genomförts ska Ei fastställa och godkänna referensprismetoden och vid behov anpassa metoden efter resultaten av samrådet. Ei:s beslut ska meddelas inom fem månader efter det slutliga samrådet. Därefter ska Ei lämna sitt beslut till ACER och till kommissionen. Samrådet ska vara avslutat i maj 2019 och ska även upprepas minst vart femte år.

<sup>120</sup> Metod som tillämpas på den del av intäkterna från överföringstjänster som erhålls genom kapacitetsbaserade överföringstariffer, i syfte att beräkna referenspriser.

ACER ska senast den 6 april 2019 offentliggöra en rapport om de metoder och parametrar som används för att bestämma tillåtna eller eftersträvade intäkter för transmissionsnätsföretag. Rapporten ska baseras på bland annat följande parametrar: tillgångar i kapitalbasen, kapitalkostnad inklusive beräkningsmetod, metoder för värdering av tillgångar, driftskostnader, incitamentsmekanismer och effektivitetsmål och inflationsindex. Ei kommer att överlämna alla de uppgifter som ACER behöver om svenska förhållanden. Det gäller bland annat metoder och parametrar som används för att bestämma tillåtna eller eftersträvade intäkter för transmissionsnätsföretaget. ACER jobbar för närvarande med rapporten. Ett utkast kommer att presenteras under sommaren 2018 och den färdiga rapporten kommer att offentliggöras under april 2019.

Vidare anger TAR att viss information avseende tariffutformningen ska offentliggöras av den systemansvarige, dvs. Swedegas.

#### **4.3.3 Sveriges genomförande av TAR**

Ei har utrett vilka av bestämmelserna i TAR som är tillämpliga i Sverige.<sup>121</sup> Vissa av reglerna i TAR handlar om transmissionsnätsföretagens sammanlänkningspunkter. Dessa bestämmelser ska inte tillämpas av Swedegas.<sup>122</sup>

Vidare har Ei beslutat<sup>123</sup> att Swedegas har ansvar för att genomföra vissa av bestämmelserna i TAR för Sveriges del. Det innebär bland annat att Swedegas ska offentliggöra bedömningar av kostnadsfördelningar, genomföra vissa samråd, lämna underlag till ACER och offentliggöra viss information som krävs enligt TAR. Den information som ska publiceras av Swedegas är publicerad och finns tillgänglig på ENTSO:s transparensplattform.

Ei ska godkänna referensprismetoden senast maj 2019. I övrigt är det Ei:s uppgift att utöva tillsyn över att Swedegas följer bestämmelserna i TAR.

---

<sup>121</sup> Dnr 2017-102804, se [www.ei.se](http://www.ei.se).

<sup>122</sup> Artiklarna 12-16, 21-25, 28, 29 och 33.

<sup>123</sup> Dnr 2017-102804, se [www.ei.se](http://www.ei.se).

## 4.4 Förordningen IO

*Kommissionens förordning (EU) 2015/703 av den 30 april 2015 om fastställandet av nätföreskrifter med regler för driftskompatibilitet och informationsutbyte.*

Förordningen trädde i kraft 21 maj 2015 och tillämpas från och med den 1 maj 2016 med undantag för artikel 5 vilken tillämpas senast den 30 juni 2015.

**På engelska:** *Commission regulation (EU) 2015/703 of 30 April 2015 establishing a network code on interoperability and data exchange rules.*

Härefter benämnd IO.

### **IO syftar till att**

- bidra till harmoniserade regler för driften av överföringssystem för gas
- fastställa gemensamma regler för informationsutbyte.

### **4.4.1 Syftet med förordningen**

Syftet med IO är att främja och underlätta gashandel och överföring av gas inom EU. Detta sker genom att det införs harmoniserade regler för den operativa driften av gasnätet och informationsutbytet mellan transmissionsnätsföretagen. Reglerna avser bland annat flödesreglering, mätning, gaskvalitet, luktsättning, och tvistlösning mellan angränsande transmissionsnätsföretag. Harmoniseringen inom teknik-, drifts- och kommunikationsområdet ska underlätta det operativa samarbetet mellan transmissionsnätsföretagen.

### **4.4.2 Det här handlar reglerna i IO om**

IO beskriver bland annat vad ett *sammanlänkningsavtal* för överföring av gas mellan EU:s medlemsstater ska innehålla. Transmissionsnätsföretag ska enligt IO säkerställa att åtminstone följande villkor och bestämmelser ingår i ett sammanlänkningsavtal för varje sammanlänkningspunkt

- regler för flödesreglering
- mätprinciper för gasens mängd och kvalitet
- regler för matchningsprocessen
- regler för tilldelning av gasmängder
- kommunikationsförfaranden vid exceptionella händelser
- lösning av tvister som uppkommer från sammanlänkningsavtal
- ändringsprocess för sammanlänkningsavtal.

Transmissionsnätsföretagen ska identifiera vilka uppgifter i sammanlänkningsavtalen som direkt påverkar nätanvändarna och informera nätanvändarna om dessa uppgifter. Om ett avtal innehåller regler om matchningsprocessen, tilldelning av gasmängder eller hur kommunikation ska ske vid exceptionella händelser ska transmissionsnätsföretagen inhämta synpunkter från berörda nätanvändare innan avtal tecknas. ENTSOG ska enligt IO ta fram och offentliggöra en mall för dessa avtal.



Transmissionsnätsföretagen ska enligt IO sträva efter att lösa eventuella tvister som uppkommer. Eftersom det inte alltid går, ska transmissionsnätsföretagen ange en tvistlösningsmekanism för tvister som inte kunnat lösas i godo i avtalet.

#### 4.4.3 Sveriges genomförande av IO

Reglerna i IO ska genomföras av Swedegas. Ei har tillsyn över att reglerna följs. Ei avser att under 2018 genomföra tillsyn vad gäller det gemensamma verktyget CNOT och publicering av Wobbetalet. CNOT (Common Network Operation Tool) är ett verktyg som ENTSOG tagit fram och som ska ange en gemensam lösning för informationsutbyte. Verktyget ska publiceras på ENTSOG:s webbplats. Wobbetalet anger ett värmevärde som används för att bedöma om gaser är utbytbara (om gaser med olika värmevärde och densitet kan användas tillsammans). Tillsynen är för att följa upp de anmärkningar som Sverige fått i ACER:s uppföljningsrapport från 2017.<sup>124</sup> I rapporten anger ACER att det gemensamma nätbaserade verktyget, CNOT, inte har införts<sup>125</sup> och att publicering av Wobbetalet inte görs i enlighet med förordningen (IO fastställer publicering av timvis värde).

## 4.5 Förordningarna CAM och CMP

*Kommissionens förordning (EU) 2017/459 av den 16 mars 2017 om fastställandet av nätföreskrifter för mekanismer för kapacitetstilldelning i överföringssystem för gas och om upphävande av förordning (EU) nr 984/2013.*

Förordningen trädde i kraft den 6 april 2017.

**På engelska:** *Commission regulation (EU) 2017/459 of 16 March 2017 establishing a network code on capacity allocation mechanisms in gas transmission systems and repealing Regulation (EU) No 984/2013.*

Härefter benämnd **CAM**.

- *Bilaga I i Europaparlamentets och rådets förordning (EG) Nr 715/2009 av den 13 juli 2009 om villkor för tillträde till naturgasöverföringsnäten och om upphävande av förordning (EG) nr 1775/2005.*
- *Kommissionens beslut 2012/490/EU av den 24 augusti 2012 om ändring av bilaga I till Europaparlamentets och rådets förordning (EG) nr 715/2009 om villkor för tillträde till naturgasöverföringsnäten.*
- *Kommissionens beslut (EU) 2015/715 av den 30 april 2015 om ändring av bilaga I till Europaparlamentets och rådets förordning (EG) nr 715/2009 om villkor för tillträde till naturgasöverföringsnäten.*

Förordningen trädde i kraft den 3 september 2009 och har kompletterats två gånger.

Härefter benämnd **CMP**.

<sup>124</sup> First ACER Implementation Monitoring Report of the Network Code on Interoperability and Data Exchange, daterad den 4 december 2017, första utgåvan.

<sup>125</sup> ACER rekommenderar tillsynsmyndigheterna att uppmuntra användandet av CNOT.

#### **4.5.1 Syfte med CAM och CMP**

För att underlätta handel över gränserna inom EU är det centralt att det finns fungerande mekanismer för kapacitetstilldelning mellan olika överföringssystem för gas och att aktörer kan få tillträde till överföringsnäten på rimliga villkor.

CAM ska bidra till en flexibel användning av befintliga överföringssystem så att gas kan transporteras från områden där priset är lägre till områden där priset är högre.

CMP innehåller i sin tur regler som bland annat säkerställer att kapacitet som en aktör bokar, men som inte använts, kan användas av en annan aktör. Reglerna i CMP är särskilt viktiga i länder vars överföringssystem redan är fullt utnyttjat och det finns risk för kapacitetsbrist.

Reglerna i CAM och CPM har reviderats vid några tillfällen sedan de trädde ikraft.

#### **4.5.2 Innehållet i CAM**

I CAM finns bland annat regler om hur kapacitet i sammanlänkningspunkt (punkt mellan två överföringssystem) ska tilldelas och vilka kapacitetsprodukter som transmissionsnätsföretagen ska erbjuda (år, månad, dag osv.). Enligt huvudregeln ska kapacitet för de olika tidsramarna auktioneras ut. För att det ska fungera i praktiken innehåller CAM även regler om bokningsplattformar (bland annat för att erbjuda och tilldela all kapacitet och offentliggöra resultat) och informationsutbyte mellan transmissionsnätsföretagen (om t.ex. nominering, renominering och matchning vid sammanlänkningspunkter).

#### **4.5.3 Innehållet i CMP**

CMP innehåller regler som ska syfta till att ge aktörer tillträde (tredjepartstillträde) till överföringsnäten. CMP innehåller principer för mekanismer för kapacitetstilldelning och förfarandena för hantering av överbelastning avseende transmissionsnätsföretag samt tillämpningen av dessa vid avtalsbetingad överbelastning (dvs. om avtalad kapacitet inte används). Vidare innehåller CMP även krav på transmissionsnätsföretaget att offentliggöra information, bland annat tekniska uppgifter som nätanvändare måste ha och vissa uppgifter för att öka transparensen.

#### **4.5.4 Sveriges genomförande av CAM och CMP**

Reglerna i CAM och CMP berör kapacitetstilldelning och bokning av kapacitet i sammanlänkningspunkter och ska säkerställa att kapaciteten i överföringsnäten används på bästa sätt i dessa punkter. Det finns ingen sammanlänkningspunkt i det svenska naturgassystemet och Swedegas är därför ett av de transmissionsnätsföretag inom EU som inte tillämpar kapacitetsbokning i en sammanlänkningspunkt. Med anledning av detta är det inte heller aktuellt för Ei att bedriva tillsyn enligt CAM och CMP. För närvarande genomför Ei därför inga åtgärder med anledning CMP och CAM.

För de svenska aktörer som handlar med gas inom EU och transporterar gas från andra länder inom EU till Danmark och ut ur Danmark (där CAM och CMP tillämpas) till Sverige har en effektiv tillämpning av reglerna i CAM och CMP förstås betydelse. Ei anser därför att CAM och CMP är viktiga förordningar även om de inte tillämpas i Sverige. Ei bevakar tillämpningen av CAM och CMP genom att delta i ACER:s arbetsgrupper.

# Bilaga 1 Om aktörerna

I den här bilagan presenteras de aktörer som nämns i rapporten. Vi rekommenderar också de webbplatser som respektive aktör har, där det i många fall finns ytterligare information om förordningarna.

## Europeiska kommissionen

Europeiska kommissionen är en politiskt oberoende och verkställande EU-institution. Kommissionen föreslår nya regler för EU och genomför Europaparlamentets och Europeiska unionens råd beslut samt bevakar att antagna regler följs.

Kommissionen är den som initierar kommissionsförordningar och har dessutom lotsat förslagen till nya förordningar genom beslutprocessen i det s.k. kommittéförfarandet<sup>126</sup>. Europeiska kommissionens roll är även att följa upp och se till att medlemsstaterna följer de beslutade reglerna.

## ACER

Byrån för samarbete mellan energitillsynsmyndigheter, (ACER), inrättades genom förordning 713/2009<sup>127</sup> i syfte att främja samarbetet mellan energitillsynsmyndigheterna inom EU. ACER:s uppgift är att på EU-nivå utöva de tillsynsuppgifter som utförs i medlemsstaterna och vid behov samordna de nationella tillsynsmyndigheternas tillsyn. ACER:s uppgift har varit att dels ta fram ramar, s.k. ramriktlinjer, för de förordningar som kommissionen pekat ut ska lagstiftas kring, dels därefter granska om ENTSO-E:s respektive ENTSG:s förslag stämmer överens med den av ACER angivna ramen.

Vissa beslut om metoder och villkor som föreslås av transmissionsnätsföretag och nominerade elmarknadsoperatörer ska tas av respektive tillsynsmyndighet efter samordning med de andra tillsynsmyndigheterna. Om tillsynsmyndigheterna inte lyckas enas inom ramen för samordningen blir det ACER:s uppgift att fatta ett beslut som binder samtliga tillsynsmyndigheter.

ACER:s uppgift är slutligen även att övervaka och analysera genomförandet och säkerställa en enhetlig tillämpning av reglerna och i förlängningen en väl fungerande energimarknad.

---

<sup>126</sup> En del i EU:s lagstiftningsprocess.

<sup>127</sup> Europaparlamentets och rådets förordning (EG) Nr 713/2009 av den 13 juli 2009 om inrättande av en byrå för samarbete mellan energitillsynsmyndigheter.

## Nationell tillsynsmyndighet – Energimarknadsinspektionen (Ei)

Varje medlemsstat ska utse en nationell energitillsynsmyndighet<sup>128</sup>. I Sverige har Ei utsetts till nationell tillsynsmyndighet<sup>129</sup>. I denna roll har Ei deltagit i utformningen av nya förordningar genom vårt deltagande i ACER:s tillsynsnämnd samt genom att delta i de arbetsgrupper som ACER organiserar. Arbetsgrupperna har haft till uppgift att lämna förslag under proceduren med att utarbeta bestämmelserna i förordningarna, och har därefter fortsatt att samordna i det frågor där det behövs.

Ei:s roll i genomförandet av de förordningar som beskrivs i rapporten kan sammanfattas med att Ei ska

- fatta beslut om metoder och villkor
- fatta beslut om eventuella undantag
- granska kostnader som uppstår hos vissa aktörer
- genomföra tillsyn enligt förordningarna
- vara tvistlösande myndighet.

Tillsynsmyndigheterna har en skyldighet att i vissa fall samråda och samverka med samtliga tillsynsmyndigheter inom EU innan nationella beslut fattas om metoder och villkor. De nationella tillsynsmyndigheterna har därför bildat ett särskilt forum på EU-nivå, Energy Regulators' Forum (ERF). Av arbetsordningen följer att forumet ska underlätta samarbete och samordning av beslut. Utöver detta forum deltar Ei även i regionala forum som har samma syfte.

Ei är även den myndighet som ansvarar för tillsynen i enlighet med förordningarna och de metoder och villkor som följer av förordningarna. Ei har ett antal skyldigheter och befogenheter<sup>130</sup>.

Varje medlemsstat ska garantera sin energitillsynsmyndighets oberoende och säkerställa att myndigheten utövar sina befogenheter på ett opartiskt och transparent sätt.<sup>131</sup> Kravet på oberoende ska säkerställa att tillsynsmyndigheten inte låter sig påverkas av vare sig privata eller offentliga intressen. Ei ska även, när så är lämpligt, samarbeta med andra svenska myndigheter.

Ei deltar även i de arbetsgrupper inom ACER som syftar till att stötta och koordinera de nationella tillsynsmyndigheternas arbete vad gäller de metoder och villkor som ska tas fram enligt förordningarna. Dessa arbetsgrupper levererar underlag till Energy Regulators' Forum. Ei deltar också i regionala arbetsgrupper tillsammans med ett flertal andra tillsynsmyndigheter för att gemensamt analysera förslag till metoder och villkor med regional relevans. Inom den nordiska regionen

---

<sup>128</sup> Elmarknadsdirektivet 2009/72/EG, artikel 35.1.

<sup>129</sup> Ellagen (1997:857) 12 kap. 1 §, fjärde stycket.

<sup>130</sup> Elmarknadsdirektivet 2009/72/EG, artikel 37.

<sup>131</sup> Elmarknadsdirektivet 2009/72/EG, artikel 35.4.

sker samordningen i det sedan länge etablerade samarbetet NordREG, Nordic Energy Regulators<sup>132</sup>.

## ENTSO-E och ENTSOG

ENTSO-E är ett europeiskt nätverk av transmissionsnätsföretag för el<sup>133</sup> som inrättades i och med tredje inre marknadspaketet. ENTSO-E ska bidra till att elsystemen inom EU fungerar på bästa sätt och möjliggöra gränsöverskridande handel med el och leveranser av el. I det här sammanhanget kan två uppgifter nämnas. ENTSO-E har deltagit i arbetet med att utarbeta förslag till de förordningar som vi redovisar i denna rapport. ENTSO-E är också plattformen för transmissionsnätsföretagen när de ska enas om gemensamma förslag till metoder och villkor för hela EU. ENTSO-E genomför samråd med EU:s intressenter i samband med utformningen av förslag till metoder och villkor.

När metoder och villkor beslutats av tillsynsmyndigheterna fortsätter ENTSO-E att följa hur transmissionsnätsföretagen genomför och efterlever förordningarna.

ENTSOG är på motsvarande sätt det europeiska nätverket för transmissionsnätsföretag för naturgas<sup>134</sup>. Även ENTSOG inrättades genom tredje inre marknadspaketet. ENTSOG ska bidra till att naturgassystemen inom EU fungerar på bästa sätt och möjliggöra gränsöverskridande handel med naturgas och leveranser av naturgas. ENTSOG har samma roll som ENTSO-E när det gäller framtagandet av förordningarna, tillämpningen och efterlevnaden av förordningarna inom naturgas.

## Systemansvarig för överföringssystem

De systemansvariga för överföringssystemen i EU har en viktig roll i förordningarna och många av reglerna handlar om att ge ramar för de metoder och villkor som de ska utarbeta på egen hand eller gemensamt inom EU. I denna rapport använder vi benämningen transmissionsnätsföretag för systemansvarig för överföringssystem för el och gas.

### **Svenska kraftnät**

Regeringen har utsett Affärsverket svenska kraftnät (Svenska kraftnät) till systemansvarig myndighet för el<sup>135</sup>. Detta innebär att Svenska kraftnät har det övergripande ansvaret för att elektriska anläggningar samverkar driftsäkert så att balans mellan produktion och förbrukning av el kan upprätthållas på kort sikt inom hela eller delar av landet. Svenska kraftnät ansvarar för tillsyn i frågor om driftsäkerhet i det svenska elsystemet. Svenska kraftnät är också certifierat transmissionsnätsföretag för el i Sverige<sup>136</sup>. Svenska kraftnät och deras uppgifter och transmissionsnät finns i deras Nätutvecklingsplan (2016 – 2025) och

---

<sup>132</sup> Se [www.nordicenergyregulators.org](http://www.nordicenergyregulators.org).

<sup>133</sup> Elmarknadsförordning (EG) 714/2009, artikel 4 och 5.

<sup>134</sup> Naturgasmarknadsförordning (EG) 715/2009, artikel 4 och 5.

<sup>135</sup> Förordning (1994:1806) om systemansvaret för el

<sup>136</sup> Artikel 10 i elmarknadsdirektivet 2009/72/EG och artikel 3 i elmarknadsförordningen (EG) 714/2009.

Systemutvecklingsplan (2018 – 2027). Svenska kraftnät är också Sveriges elberedskapsmyndighet.

Svenska kraftnät är i egenskap av svenskt transmissionsnätsföretag för el medlem i ENTSO-E. I de förordningar som beskrivs i denna rapport har transmissionsnätsföretagen en mängd skyldigheter. Det är Svenska kraftnäts uppgift att genomföra transmissionsnätsföretagets uppdrag och se till att dessa regler följs<sup>137</sup>.

I rapporten hänvisar vi till Svenska kraftnäts roll som transmissionsnätsföretag och avser då de uppgifter som ingår för den som i förordningarna kallas *systemansvarig för överföringssystem*.

I Norden finns utöver Svenska Kraftnät följande transmissionsnätsföretag: Energinet.dk (i Danmark), Fingrid Oyj (i Finland) och Statnett SF (i Norge).

### **Swedegas**

Swedegas är transmissionsnätsföretag i Sverige och äger det svenska transmissionsnätet för naturgas (det västsvenska naturgasnätet). Transmissionsnätsföretag för naturgas i EU ska certifieras, och Swedegas är certifierade av Ei. Swedegas ansvarar för drift, underhåll och fördelning av kapacitet i naturgasnätet. Swedegas har även ansvaret för balansering.

Swedegas ska delta i ENTSO:s arbete och i de regionala arbetsgrupper som eventuellt kan behövas.

## **Nominerad elmarknadsoperatör (NEMO)**

NEMO är en helt ny aktör på den europeiska marknaden. Enligt förordningen CACM har varje medlemsstat en skyldighet att säkerställa att det finns minst en NEMO i deras elområden. I Sverige är det Ei som utser NEMO.

I en NEMO:s uppgifter ingår att se till att de order som marknadsaktörernas lägger skickas in till marknadskopplingen och att marknadsaktörerna blir informerade om resultatet av marknadskopplingen. Alla NEMO ska också tillsammans med övriga NEMO inom EU utveckla och driva marknadskopplingen.

I Sverige har vi flera elområden. Ei utser en NEMO för respektive elområde. Efter beslut om tillstånd har NEMO:n en skyldighet att säkerställa att elområdet kommer med i marknadskopplingen. Flera NEMO kan utses. En NEMO som har tillstånd i en annan medlemsstat kan även få tillstånd att verka som NEMO i svenska elområden.

## **European Stakeholder Committee (ESC)**

Under genomförandet av de nya reglerna är det viktigt att intressenterna har möjlighet att engagera sig och ställa frågor. Därför finns The European Network Codes Stakeholder Committee, ESC, som är en europeisk kommitté av intressenter

---

<sup>137</sup> Svenska kraftnät ska övervaka efterlevnaden av de regler som följer av artikel 37.1 h i elmarknadsdirektivet, dvs. tillsyn över det nationella elsystemets driftssäkerhet.

som är berörda av förordningarna om el. ESC har som uppgift att bidra till övervakningen av genomförandet av reglerna.

I de tre kommittéerna (en för marknadsförordningarna, en för förordningarna om anslutning och en för förordningarna om säker drift) är ACER ordförande och ENTSO-E deltar. De tre kommittéerna är ett komplement till det informationsutbyte och de samråd som, enligt förordningarna, krävs innan metoder och villkor kan genomföras. ESC behandlar frågor löpande och publicerar frågor och svar på ENTSO-E:s webbplats.

# Bilaga 2 Det här får reglerna handla om - mandatet

## Möjliga regler för elmarknaden

I artikel 6.11 och artikel 8.6 i elmarknadsförordningen, se mer i Bilaga 3, anges att kommissionen under vissa förutsättningar får anta en eller flera kommissionsförordningar som omfattar följande områden:

- Reglerna för nätets driftsäkerhet och tillförlitlighet, inklusive regler för nätreservkapacitet i överföringssystem,
- regler för nätanslutning,
- regler för tredjepartstillträde,
- regler för informationsutbyte och balansavräkning,
- regler för driftskompatibilitet,
- rutiner och procedurer för störningssituationer,
- regler för kapacitetstilldelning och hantering av överbelastning,
- regler för elhandel avseende tillhandahållande av tjänster för tillträde till nätet på teknisk nivå och på driftsnivå samt systembalans,
- regler för transparens,
- balanshantering, inklusive regler för reservkraft för nätet,
- regler för harmoniserade avgiftsstrukturer för överföring, inklusive lokaliseringssignaler och regler för kompensation mellan systemansvariga för överföringssystem, samt
- energieffektivitet för elnät.

## Möjliga regler för naturgasmarknaden

På samma sätt får kommissionen enligt artikel 6.11 i naturgasmarknadsförordningen, se mer i Bilaga 3, under vissa förutsättningar anta en eller flera kommissionsförordningar som omfattar följande områden:

- Regler för nätets driftsäkerhet och tillförlitlighet,
- regler för nätanslutning,
- regler för tredjepartstillträde,
- regler för informationsutbyte och balansavräkning,
- regler för driftskompatibilitet,
- rutiner och procedurer för störningssituationer,
- regler för kapacitetstilldelning och hantering av överbelastning,
- regler för gashandel avseende tillhandahållande av tjänster för tillträde till nätet på teknisk nivå och på driftsnivå samt systembalans,
- regler för transparens,



- balansregler, inklusive nätrelaterade regler om nomineringsförfarandet, regler för obalansavgifter och regler för operationell balans mellan systemansvarigas överföringssystem,
- regler för harmoniserade avgiftsstrukturer för överföring, samt
- energieffektivitet för gasnät.

# Bilaga 3 Så togs förordningarna fram

I den här bilagan förklarar vi bakomliggande och angränsande EU-regelverk som är viktiga att känna till för att förstå ramarna för de förordningar som beskrivs i rapporten. Regelverken har utvecklats under flera år och reviderats i omgångar. Vi beskriver också hur processen för att ta fram förordningarna sett ut. Av Tabell 12 nedan framgår de EU-regelverk som utgör ramen för eller angränsar till de nya förordningarna. Efter tabellen redogör vi kortfattat för innehållet i respektive regelverk.

Ett *direktiv* sätter upp vilka mål som medlemsstaterna ska uppnå, men de får själva bestämma hur det ska gå till. Ett direktiv som antas enligt EU-fördraget ska genomföras av medlemsstaterna. I Sverige sker detta genom lag, förordning eller myndighetsföreskrift. I varje direktiv anges när det ska vara genomfört, normalt cirka två år efter publiceringen i Europeiska unionens officiella tidning, EUT.

En *förordning* är en bindande rättsakt som alla EU-länder ska tillämpa i sin helhet.

Tabell 12 Bakomliggande och angränsande EU-regelverk

Vad?	Förkortning	Fullständigt namn på förordningarna
El	Elmarknadsdirektivet	Europaparlamentets och rådets direktiv 2009/72/EG av den 13 juli 2009 om gemensamma regler för den inre marknaden för el och om upphävande av direktiv 2003/54/EG
El	Elmarknadsförordningen	Europaparlamentets och rådets förordning (EG) nr 714/2009 av den 13 juli 2009 om villkor för tillträde till nät för gränsöverskridande elhandel och om upphävande av förordning (EG) nr 1228/2003
Naturgas	Naturgasmarknadsdirektivet	Europaparlamentets och rådets direktiv 2009/73/EG av den 13 juli 2009 om gemensamma regler för den inre marknaden för naturgas och om upphävande av direktiv 2003/55/EG
Naturgas	Naturgasmarknadsförordningen	Europaparlamentets och rådets förordning (EG) Nr 715/2009 av den 13 juli 2009 om villkor för tillträde till naturgasöverföringsnäten och om upphävande av förordning (EG) nr 1775/2005
ACER	ACER-förordningen	Europaparlamentets och rådets förordning (EG) Nr 713/2009 av den 13 juli 2009 om inrättande av en byrå för samarbete mellan energitillsynsmyndigheter

## Elmarknadsdirektivet

Elmarknadsdirektivet sätter upp gemensamma regler för produktion, överföring, distribution och leverans av el, samt bestämmelser om konsumentskydd. Bland de mer centrala kraven finns regler för elsektorns organisation och funktion, öppet tillträde till marknaden, kriterier och förfaranden som ska tillämpas för anbud, för beviljande av tillstånd och för driften av system. I elmarknadsdirektivet betonas tillsynsmyndigheternas oberoende.

## Elmarknadsförordningen

Elmarknadsförordningen syftar till att fastställa rättvisa regler för gränsöverskridande elhandel och därmed stärka konkurrensen på den inre marknaden för el samt öka försörjningstryggheten vad gäller el. Förordningen innehåller regler som rör bland annat bildandet av det europeiska nätverket av systemansvariga för överföringssystemen för el (ENTSO-E) och byrån för samarbete mellan energitillsynsmyndigheter (ACER), certifiering av systemansvariga för överföringssystem, samt principer och riktlinjer för tilldelning av tillgänglig överföringskapacitet mellan nationella system.

Förordningen ger den rättsliga grunden för att ta fram de nya förordningarna som vi beskriver i rapporten. Reglerna i de nya förordningarna berör områden som inte tidigare reglerats, t.ex. hur gränsöverskridande handel ska ske och hur elbörser ska samarbeta för att koppla ihop Europas elmarknader och till slut skapa en inre marknad för el. Elmarknadsförordningen beskriver också den process som ska följas vid framtagandet av de nya förordningarna.

Elmarknadsförordningen ger särskilt förutsättningar för att ytterligare (eller i detalj) reglera tillträde till nätet utan diskriminering och därmed skapa förutsättningar för gränsöverskridande elhandel. Medlemsstaterna har fortfarande rätt att bestämma regler som inte påverkar den gränsöverskridande handeln.

## Naturgasmarknadsdirektivet

Naturgasmarknadsdirektivet sätter upp gemensamma regler för överföring, distribution och leverans av naturgas, samt bestämmelser om konsumentskydd. Bland de mer centrala kraven finns bestämmelser om en effektiv åtskillnad mellan transmissionsverksamhet respektive handel och produktion, dvs. den konkurrensutsatta marknaden. De nationella tillsynsmyndigheternas oberoende ska stärkas och ges mer harmoniserade befogenheter, liksom utökade uppgifter. Byrån för samarbete mellan energitillsynsmyndigheter (ACER) ges i uppgift att stärka tillsynen över marknaderna och agera som tvistelösare i vissa frågor som rör gränsöverskridande förbindelser, dvs. ledningar som sammankopplar minst två medlemsstater.

## Naturgasmarknadsförordningen

Naturgasmarknadsförordningen syftar till att påskynda genomförandet av en inre marknad för naturgas inom EU. Förordningen beskriver att detaljerade regler i form av nätföreskrifter (förordningar) ska tas fram. Förordningen innehåller också regler för harmoniserade principer för tariffer (eller för de metoder som används för att beräkna dem), för tillträde till nät, inrättande av tjänster för tredjepartstillträde och harmoniserade principer för kapacitetstilldelning och hantering av överbelastning, beslut om krav på transparens, balansregler och avgifter för obalans samt underlättande av handeln med kapacitet.

Förordningen syftar också till ökat samarbete och en ökad samordning mellan transmissionsnätsföretagen för att skapa de regler som behövs. Detta i sin tur säkerställer ett effektivt och transparent tillträde till överföringsnäten över gränserna. Detta säkerställer även en samordnad och tillräckligt långsiktig planering, en sund teknisk utveckling av gemenskapens överföringsnät inklusive att ny överföringsförbindelsekapacitet kan skapas. Samtidigt tas hänsyn till miljön.

För att överföringsnäten för gas ska kunna fungera på bästa sätt inom EU upprättades 2009 ett europeiskt nätverk av transmissionsnätsföretag för gas (ENTSOG). Arbetsuppgifterna för ENTSOG ska genomföras i överensstämmelse med gemenskapens konkurrensregler, som även fortsättningsvis ska gälla för beslut av ENTSOG. Eftersom stora framsteg kan göras via regionala insatser, ska transmissionsnätsföretagen inrätta regionala nivåer inom ENTSOG.

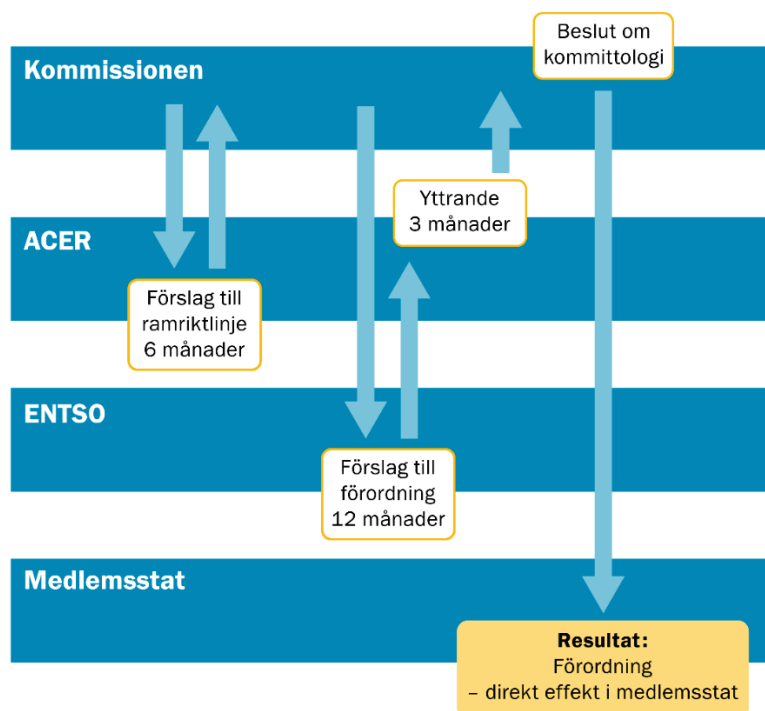
## ACER-förordningen

ACER-förordningen inrättade byrån för samarbete mellan energitillsynsmyndigheter. Syftet med ACER är att möjliggöra att medlemsstaterna kan ha ett nära samarbete och undanröja hindren för gränsöverskridande handel med el och naturgas för att uppnå målen i gemenskapens energipolitik. Dessutom gör ACER det möjligt för nationella tillsynsmyndigheter att stärka sitt samarbete på gemenskapsnivå och, på grundval av ömsesidighet, delta i utövandet av gemenskapsrelaterade uppgifter.

För att fullgöra sina uppgifter har ACER en styrelse, en tillsynsnämnd, en direktör, och en överklagandenämnd. ACER:s arbetsuppgifter framgår av förordningen.

## Processen för att ta fram förordningarna som beskrivs i rapporten

Figur 11 Schematiskt flöde över processen



### Steg 1 – Europeiska kommissionen identifierar och prioriterar

Första steget i processen är att Europeiska kommissionen identifierar och prioriterar inom vilka områden som gemensamma regler ska tas fram inom EU. Detta styrs av de områden som är angivna i el- respektive naturgasmarknadsförordningen.

### **Steg 2 – ACER tar fram ramriktlinje**

Därefter tar ACER fram ramriktlinjer (Framework Guidelines) i samarbete med alla medlemsstaters tillsynsmyndigheter. Innan ACER beslutar om en ramriktlinje erbjuds möjlighet till samråd, och remissynpunkter samlas in muntligt och skriftligt från olika intresseorganisationer inom EU. På detta vis har svenska aktörer och intressenter möjlighet att lämna synpunkter.

### **Steg 3 – ENTSO bereder**

När ramriktlinjerna beslutats gör det europeiska nätverket av transmissionsnät-företag, ENTSO (ENTSO-E för el och ENTSG för gas) ett förslag till förordning. Detta görs i samarbete med alla europeiska transmissionsnät-företag. Sverige är representerat av Svenska kraftnät för el och Swedegas för naturgas. Även i denna fas genomförs samråd med aktörerna.

### **Steg 4 – ACER granskar**

När ENTSO är klart med ett förslag till förordning granskar ACER förslaget för att bedöma om det är i linje med ACER:s ramriktlinje. ACER lämnar ett positivt eller negativt yttrande till ENTSO.

### **Steg 5 – Omarbetning efter ACER:s granskning**

Därefter justerar ENTSO förslaget för att sedan låta ACER ta ställning på nytt. Om ACER inte har några invändningar föreslår de Europeiska kommissionen att reglerna ska antas.

### **Steg 6 – Förberedande lagstiftningsprocess mellan Europeiska kommissionen, medlemsstaterna, ACER och ENTSO**

När ACER lämnat ett positivt yttrande till Europeiska kommissionen, är det Kommissionens uppgift att se till att reglerna 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. Förordningen blir alltså direkt gällande i Sverige, vilket i vissa fall kan innebära att helt nya regler ska tillämpas på energimarknaderna för svenska aktörer och myndigheter.

De förslag till regler som utarbetats av ENTSO-E respektive ENTSG går till kommittéförfarande.

### **Steg 7 – Kommittén inleder ett slutförande av förslaget till förordning**

Kommittéförfarandet är medlemsstaternas process för att godkänna en förordning. Under denna process kan lydelse och innehåll ändras.

### **Steg 8 – Europaparlamentet och rådet godkänner förslaget**

När kommittéförfarandet är avslutat lämnar Europeiska kommissionen förslaget till regler till Europaparlamentet och rådet. Parlamentet och rådet har 4–6 månader på sig att antingen anta eller förkasta förslaget.

### **Steg 9 – Förordningen träder ikraft**

Därefter antar Europeiska kommissionen förordningen vid ett kommissionsbeslutsmöte. Sedan publiceras förordningen i Europeiska unionens tidning (EUT) och träder ikraft 20 dagar efter publicering.

Förordningarna är direkt gällande i Sverige (eventuella undantag beskrivs i förordningen).

Därefter genomförs de metoder och villkor som följer av respektive förordning i Sverige, enligt det sätt som förklaras i respektive förordning. Bland annat tas förslag till metoder och villkor fram av transmissionsnätsföretagen och/eller nominerade elmarknadsoperatörer.

#### ***Kompletterande förklaring av hur förordningarna togs fram***

Som beskrivits ovan fastställdes en process för att ta fram mer detaljerade regler (EU-förordningar) inom utpekade områden. Denna process bestod i att tillsynsmyndigheterna tillsammans med ACER tog fram ramriktlinjer. Dessa ramriktlinjer utgjorde sedan ramen inom vilka transmissionsnätsföretagen inom ENTSO tog fram förslag till förordningar. Tillsynsmyndigheterna och ACER hade sedan att antingen godkänna förslaget till förordning eller begära ändring och först efter ändring godkänna förslag till förordning. Under framtagandet av ramriktlinjer och förslag till förordningar konsulterades marknadsaktörer. Denna process var menad att leda till nya egna förordningar förutsatt att de var tillräckligt precisa. Samtidigt bemyndigades även Europeiska kommissionen att ta fram EU-förordningar inom samma områden utifall den först angivna processen inte lyckades. Det är också vad som blev fallet inom el. Förslagen till förordningar ansågs inte vara tillräckligt precisa för att kunna antas som självständiga förordningar. Istället fick den sistnämnda processen ta vid för el där förordningar antas under delegering till kommissionen under redan gällande elmarknadsförordning respektive naturgasmarknadsförordning.

# Bilaga 4 Ei:s rapporter

I denna bilaga beskrivs kortfattat ett antal av Ei:s rapporter som har koppling till förordningarna som beskrivs i rapporten. Rapporterna finns på [www.ei.se](http://www.ei.se).

## **Ei:s årliga rapport över energimarknaderna - Sveriges el- och naturgasmarknad 2017, Ei R2018.08**

Ei ska årligen utarbeta en rapport i enlighet med de rapporteringskrav som följer av direktiven<sup>138</sup>. Rapporteringen omfattar regleringsfrågor, konkurrensfrågor och frågor om försörjningstrygghet.

## **Underlagsrapport till Energikommissionen**

Energikommissionen tillsattes i mars 2015 för att ta fram ett underlag för en bred politisk överenskommelse om energipolitikens inriktning, med fokus på 2025 och framåt. Rapporten är Ei:s sammanställning av fakta till Energikommissionen. Ei:s rapport utgör ett underlag till Energikommissionens arbete och är inriktad på överföring och marknad för el, gas och fjärrvärme. (Rapporten tillgänglig på Energikommissionens webbplats).

## **Hubb rapporten – Ny modell för elmarknaden, Ei R2017:05**

I rapporten presenteras Ei:s förslag till lagändringar för att införa en ny marknadsmodell där en elmarknadshubb utgör navet i informationsutbytet mellan elmarknadens parter. Den nya modellen innebär att elhandlaren blir kundens huvudsakliga kontaktpunkt i de flesta ärenden som berör den egna elleveransen. Förändringarna kommer att engagera stora delar av branschen under flera år framöver och bidrar till samhällsekonomisk nytta samtidigt som vardagen för kunderna förenklas.

## **Åtgärder för ökad efterfrågefleksibilitet i det svenska elsystemet Ei R2016:15**

På en framtida elmarknad med en högre andel variabel elproduktion i form av vind- och solkraft kommer det att bli viktigt att ta tillvara samtliga flexibilitetsresurser i elsystemet, dvs. flexibel produktion, lagring och efterfrågefleksibilitet. Efterfrågefleksibilitet handlar om att elkunderna förändrar sin elanvändning utifrån olika signaler.

Den viktigaste förutsättningen för ökad efterfrågefleksibilitet är att värdet på efterfrågefleksibiliteten når fram till kunden så kunden kan tjäna på att använda sin flexibilitet. Dessutom behöver marknadsaktörerna såsom aggregatorer, energitjänsteföretag, elnätsföretag och elhandlare utveckla erbjudanden där kundernas flexibilitet kan tas tillvara.

---

<sup>138</sup> Europaparlamentet och rådets el- och naturgasmarknadsdirektiv (2009/72/EG) och (2009/73/EG).

Ei beskriver i rapporten ett antal hinder för efterfrågeflexibilitet och föreslår en handlingsplan som syftar till att öka kundernas intresse och kunskap och öka antalet smarta tjänster.

## **Funktionskrav på elmätare – Författningsförslag, Ei R2017:08**

Elmätaren är central för marknadens funktion. Den är också viktig i utvecklingen av smarta elnät.

Inom de närmaste åren behöver många av de befintliga elmätarna i Sverige ersättas eftersom de kommer att ha uppnått sin ekonomiska livslängd. Genom att reglera mätfunktionaliteten säkerställs en viss lägstanivå som skapar lika förutsättningar i hela landet för alla berörda aktörer på elmarknaden.

Ei föreslår i rapporten sju funktionskrav som elmätare ska uppfylla. Funktionerna främjar en tillförlitlig och effektiv nät drift, en ökad integration av mikroproduktion och underlättar för kunderna att vara aktiva på marknaden.

## **Kommissionsriktlinjer och nätföreskrifter för el – översyn av ansvarsfördelning och behov av kompletterande nationell lagstiftning, Ei R2016:13**

Ei fick i regleringsbrevet för 2016 i uppdrag att utreda behovet av kompletterande nationella föreskrifter med anledning av EU-förordningarna samt att särskilt analysera om ansvarsfördelningen mellan myndigheterna på elområdet behöver anpassas med anledning av det nya regelverket. Uppdraget omfattade sex förordningar, fördelade på områdena marknad, anslutning och drift. Förordningarna EB och ER omfattades inte av utredningen.

Förordningarna innebär att tillsynsmyndigheterna tilldelas en rad nya uppgifter och att deras roll stärks. I några fall har medlemsstaterna dock möjlighet att föreskriva att något annat organ än tillsynsmyndigheten ska fatta beslut. I andra fall kan det finnas skäl att delegera den beslutanderätt som lagts på medlemsstaten till tillsynsmyndigheten.

## **Ökad andel variabel elproduktion - Effekter på priser och producenters investeringsincitament, Ei R2016:14**

Elmarknaden står inför både tekniska och marknadsrelaterade utmaningar när andelen variabel elproduktion ökar. Som ett led i utvärderingen av vad som krävs av elmarknaden för att möta dessa utmaningar analyserar Ei i rapporten vilken påverkan en ökad andel variabel elproduktion har på elproducenters lönsamhet, grossistpriset på el samt priset till slutkund.



