

2018-10-23-21

2017-10-09-0304

---

**Statnett**

**Tennet**  
Energie partners Austria

**SVENSKA  
KRAFTNÄT**

**PSE**

**50hertz**

**ENERGINET**

---

**Gemensam metod för samordnad kapacitetsberäkning för  
kapacitetsberäkningsregion Hansa i enlighet med artikel  
20.2 i kommissionens förordning (EU) 2015/1222 av den  
24 juli 2015 om fastställande av riktlinjer för  
kapacitetstilldelning och hantering av överbelastning**

---

21 september 2018

---

## Innehållsförteckning

Med beaktande av följande skäl .....	3
Artikel 1 Syfte och tillämpningsområde.....	6
Artikel 2 Definitioner .....	6
Artikel 3 Regler för beräkning av kapacitet mellan elområden.....	7
AVDELNING 1 Metod för kapacitetsberäkning inom tidsramen för dagen före-marknaden.....	8
Artikel 4 Matematisk beskrivning.....	8
Artikel 5 Metod för urval av kritiska nätelement och regler för att undvika otillbörlig diskriminering mellan interna utbyten och utbyten mellan elområden.....	11
Artikel 6 Metod för fastställande av säkerhetsmarginal för överföring.....	11
Artikel 7 Metod för fastställande av gränser för driftsäkerhet och oförutsedda händelser med betydelse för kapacitetsberäkning.....	12
Artikel 8 Metod för fastställande av tilldelningsbegränsningar .....	12
Artikel 9 Metod för fastställande av produktionsfördelningsnycklar .....	13
Artikel 10 Metod för fastställande av avhjälpande åtgärder som ska beaktas vid kapacitetsberäkning.....	14
Artikel 11 Regler för att beakta tidigare tilldelad kapacitet mellan elområden inom tidsramen för dagen före-marknaden.....	15
AVDELNING 2 Metod för kapacitetsberäkning inom tidsramen för intradagsmarknaden .....	15
Artikel 12 Matematisk beskrivning .....	15
Artikel 13 Frekvens för förnyad bedömning av kapacitet inom tidsramen för intradagsmarknaden.....	18
Artikel 14 Metoder för urval av kritiska nätelement och regler för att undvika otillbörlig diskriminering mellan interna utbyten och utbyten mellan elområden, fastställande av säkerhetsmarginal, gränser för driftsäkerhet, samt oförutsedda händelser av betydelse för kapacitetsberäkning och tilldelningsbegränsningar, produktionsfördelningsnycklar och avhjälpande åtgärder som ska beaktas vid kapacitetsberäkning.....	18
Artikel 15 Regler för att beakta tidigare tilldelad kapacitet mellan elområden inom tidsramen för intradagsmarknaden.....	19
AVDELNING 3 Gemensamma bestämmelser som tillämpas för tidsramarna för både dagen före- och intradag.....	19
Artikel 16 Metod för validering av kapacitet mellan elområden.....	19
Artikel 17 Regler för att dela förmågan att hantera energiflödet i kritiska nätelement .....	20
Artikel 18 Reservförfarande för kapacitetsberäkning.....	20
AVDELNING 4 Slutbestämmelser .....	20
Artikel 19 Införande .....	20
Artikel 20 Språk.....	21
Bilaga 1 Motivering av tillämpning och metod för beräkning av tilldelningsbegränsningar för PSE enligt artikel 8.3 .....	22

## Alla systemansvariga för överföringssystem inom kapacitetsberäkningsregion Hansa,

### Med beaktande av följande skäl

- (1) Detta dokument beskriver en gemensam metod framtagen av de systemansvariga för överföringssystem inom kapacitetsberäkningsregion (nedan "CCR") Hansa, som avses i beslut ACER<sup>1</sup>.
- (2) Denna gemensamma metod för samordnad kapacitetsberäkning (nedan "CCM") för kapacitetsberäkningsregion Hansa, tar i beaktande de allmänna principer och mål som föreskrivs i kommissionens förordning (EU) 2015/1222 om fastställande av riktlinjer för kapacitetstilldelning och hantering av överbelastning (nedan "förordning 2015/1222"), kommissionens förordning (EU) 2017/1485 om fastställande av riktlinjer för driften av elöverföringssystem (nedan "förordning 2017/1485"), samt Europaparlamentets och rådets förordning (EG) nr 714/2009 av den 13 juli 2009 om villkor för tillträde till nät för gränsöverskridande elhandel (nedan "förordning (EG) nr 714/2009").
- (3) Syftet med förordning 2015/1222 är samordning och harmonisering av kapacitetsberäkning och kapacitetstilldelning för dagen före- samt intradagsmarknader.
- (4) I enlighet med artikel 20.2 i förordning 2015/1222 ställs följande krav på denna metod för samordnad kapacitetsberäkning:

*"Senast tio månader efter godkännandet av förslaget till kapacitetsberäkningsregion i enlighet med artikel 15.1 ska alla systemansvariga för överföringssystem i varje kapacitetsberäkningsregion lämna in ett förslag till en gemensam metod för samordnad kapacitetsberäkning inom respektive region..."*

Detta förslag till gemensam metod för samordnad kapacitetsberäkning ska lämnas in för samråd i enlighet med artikel 12 i förordning 2015/1222.

- (5) Denna CCM innefattar alla de krav som anges i artikel 21.1, 21.2 samt 21.3 i förordning 2015/1222.
- (6) I enlighet med artikel 14.1 och 14.2 i förordning 2015/1222, ska alla systemansvariga för överföringssystem i kapacitetsberäkningsregion Hansa beräkna kapaciteten mellan elområden för åtminstone tidsramarna för dagen före- och intradagsmarknaden. Vidare anges i artikel 14.1 och 14.2 krav på att beräkning ska utföras av kapacitet mellan elområden för varje marknadstidsenhet.
- (7) Denna CCM kapacitetsberäkningsregion Hansa bidrar till samt utgör inga hinder på något sätt till uppfyllandet av målen i artikel 3 i förordning 2015/1222.
- (8) Denna CCM för kapacitetsberäkningsregion Hansa är baserad på en metod för samordnad nettoöverföringskapacitet<sup>2</sup> (CNTC) med en stark koppling till närliggande kapacitetsberäkningsregioner<sup>3</sup>. Eftersom de elområdesgränser som ingår i CCR Hansa, inklusive den tyska – västdanska gränsen med växelströmsledningar, utgörs av radiella sammanlänkningslinjer, är en flödesbaserad metod för samordnad kapacitetsberäkning inte mer verkningsfull än metoden för samordnad nettoöverföringskapacitet som föreslås ovan, under förutsättning att driftsäkerhetsnivån är densamma inom hela Hansa-regionen. Enligt artikel 20.7 i förordning 2015/1222, har de systemansvariga för överföringssystem inom CCR Hansa i en separat begäran, beskrivit den effekt som metoden för samordnad nettoöverföringskapacitet har i jämförelse med den flödesbaserade metoden. Denna begäran skickas tillsammans med detta förslag till metod för samordnad kapacitetsberäkning till de nationella tillsynsmyndigheterna inom CCR Hansa för godkännande.

<sup>1</sup> ACERs definiering av kapacitetsberäkningsregioner (CCR) av den 17 november 2016 (Bilaga I till beslut om CCR) [http://www.acer.europa.eu/Official\\_documents/Acts\\_of\\_the\\_Agency/ANNEXES\\_CCR\\_DECISION/Annex%20I.pdf](http://www.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/ANNEXES_CCR_DECISION/Annex%20I.pdf)

<sup>2</sup> CNTC syftar på en metod för nettoöverföringskapacitet, där samordning sker genom tillämpning av en gemensam nätmodell och där beräkning utförs av den samordnade kapacitetsberäknaren.

<sup>3</sup> Angränsande kapacitetsberäkningsregioner syftar på CCR Nordic och CCR Core från CCR Hansas perspektiv med avseende på detta förslag till metod för kapacitetsberäkning.

- (9) Detta förslag på metod för CCR Hansa säkerställer en optimal användning av överföringskapacitet då den drar fördel av de flödesbaserade metoderna för kapacitetsberäkning som samtidigt tas fram inom kapacitetsberäkningsregionen för Norden och kapacitetsberäkningsregion Core (nedan CCR Nordic och CCR Core) i syfte att visa på begränsningar i växelströmsnätet. Användningen av kapaciteten på sammanlänningar och kapaciteten på växelströmsnätet inom CCR Hansa är på detta sätt integrerat fullt ut, vilket därmed leder till en rättvis konkurrens om den begränsade mängden kapacitet som finns i systemet samt optimal användning av systemet. Det finns ingen förbestämd eller statisk uppdelning av kapaciteten hos kritiska nätelement, och flödet på sammanlänningar inom CCR Hansa optimeras baserat på ekonomisk effektivitet under kapacitetstilldelningsfasen.
- (10) Denna CCM för CCR Hansa behandlar alla elområdesgränser inom CCR Hansa och angränsande kapacitetsberäkningsregioner lika och tillhandahåller icke-diskriminerande tillgång till kapacitet mellan elområden. Den skapar en grund för en rättvis och välordnad marknad och en rättvis och välordnad prisbildning, genom att införa en pragmatisk lösning för CCM, som har integrerats med metoderna som används inom de angränsande kapacitetsberäkningsregionerna.
- (11) CCM för CCR Hansa är avsedd att tillämpas fullt ut i situationer där avancerad hybridkoppling (AHC) har införts inom en flödesbaserad metod för kapacitetsberäkning i CCR Nordic och CCR Core enligt de flödesbaserade metoderna för kapacitetsberäkning för dessa två regioner. Tillämpningen av avancerad hybridkoppling säkerställer att elområdesgränserna inom CCR Hansa behandlas lika gentemot elområdesgränserna ingående i angränsande kapacitetsberäkningsregioners flödesbaserade metoder för kapacitetsberäkning.
- (12) CCM för CCR Hansa drar fördel av de flödesbaserade metoderna för kapacitetsberäkning inom angränsande kapacitetsberäkningsregioner, samtidigt som transparens säkerställs fullt ut vid beräkning av kapacitet mellan elområden. Detta kommer följaktligen leda till en bättre förståelse för marknadsaktörer, samt leda till ökad transparens och tillförlitlighet av information i jämförelse med vad som finns tillgängligt i nuläget avseende elområdesgränser inom CCR Hansa.
- (13) CCM för CCR Hansa förutser ett stegvis införande mot ett framtida läge där såväl CCR Nordic som CCR Core tillämpar avancerad hybridkoppling. I händelse av att avancerad hybridkoppling ännu inte har införts i någon av angränsande kapacitetsregionerna, eller i det fall de flödesbaserade metoderna för kapacitetsberäkning för de angränsande kapacitetsberäkningsregionerna inte inbegriper ett urval av kritiska nätelement (CNE) som berörs vid utbyten inom CCR Hansa, kommer man att fortsätta tillämpa den förbättrade processen för kapacitetsberäkning för elområdesgränserna inom CCR Hansa, enligt artikel 19.4, till dess att avancerad hybridkoppling och ett urval av berörda kritiska nätelement inom CCR Hansa har införts inom båda de angränsande kapacitetsberäkningsregionerna. Detta innebär att den förbättrade kapacitetsberäkningsprocessen kommer att tillämpas fortsättningsvis för elområdesgränserna inom CCR Hansa även efter att CCR Core har infört sin standardhybridkoppling (SHC). Vid tillämpning av SHC, beaktas förväntade flöden över elområdesgränserna inom CCR Hansa i de tillgängliga marginalerna för kritiska nätelement inom den flödesbaserade metoden för CCR Core, som är mindre effektiv än tillämpning av avancerad hybridkoppling där behov ej föreligger.
- (14) Genom denna CCM för CCR Hansa, förutsätter de systemansvariga för överföringssystem inom CCR Hansa tillämpningen av avancerad hybridkoppling inom de angränsande kapacitetsberäkningsregionerna CCR Nordic och CCR Core, och när detta är infört kommer det inte att förekomma någon otillbörlig diskriminering mellan flöden över elområdesgränser i CCR Hansa och angränsande kapacitetsberäkningsregioner. Denna metod kommer också att säkerställa att det inte förekommer någon otillbörlig diskriminering mellan elområdesgränser inom CCR Hansa.
- (15) CCM för CCR Hansa har ingen negativ inverkan på framtagningen av metoder för kapacitetsberäkning inom angränsande kapacitetsberäkningsregioner, och kan utvecklas dynamiskt tillsammans med framtida utveckling och sammanslagning av kapacitetsberäkningsregioner. Därmed utgör denna metod för kapacitetsberäkning för CCR Hansa inget hinder för en effektiv långsiktig drift inom CCR Hansa och/eller angränsande kapacitetsberäkningsregioner, samt inte heller för utvecklingen av överföringssystemet inom den Europeiska unionen.
- (16) I och med att CCM för CCR Hansa anpassas till de flödesbaserade metoderna för

2018-10-23-21

2017-10-18-003034

kapacitetsberäkning som tillämpas inom angränsande kapacitetsberäkningsregioner, hanteras urval, inkludering och motivering av berörda nätelement och oförutsedda händelser, inställning av effektflöden på kritiska nätelement till följd av avhjälpande åtgärder såväl som matematisk beskrivning av beräkning av fördelningsfaktorer för kraftöverföring samt beräkning av tillgängliga marginaler på kritiska nätelement för de angränsande växelströmsnäten, inom metoderna för kapacitetsberäkning i de angränsande kapacitetsberäkningsregionerna.

- (17) Artikel 27.2 i förordning 2015/1222 anger att CCR Hansa ska inrätta en samordnad kapacitetsberäknare senast fyra månader efter att beslut har tagits avseende en gemensam metod för samordnad kapacitetsberäkning som avses i artikel 20 och 21 i förordning 2015/1222. Den samordnade kapacitetsberäknaren i CCR Hansa kommer att ha ansvaret för att beräkna kapaciteten mellan elområden som avses i denna metod för kapacitetsberäkning.

**LÄMNAR IN FÖLJANDE BESKRIVNING AV GEMENSAM METOD FÖR SAMORDNAD  
KAPACITETSBERÄKNING FÖR KAPACITETSBERÄKNINGSREGION HANSA:**

**Artikel 1**  
**Syfte och tillämpningsområde**

1. I enlighet med de krav som ställs i artikel 20.2 i förordning 2015/1222, ska alla systemansvariga för överföringssystem inom varje kapacitetsberäkningsregion lämna in ett förslag till en gemensam metod för samordnad kapacitetsberäkning inom respektive region.
2. Detta dokument fastställer en gemensam metod för samordnad kapacitetsberäkning för alla elområdesgränser inom kapacitetsberäkningsregion CCR Hansa.

**Artikel 2**  
**Definitioner**

1. I detta förslag till gemensam metod för samordnad kapacitetsberäkning, ska de termer som används anses ha samma betydelse som de definitioner som anges i artikel 2 i förordning 2015/1222 och förordning (EG) Nr. 714/2009, samt kommissionens förordning (EU) Nr. 543/2013 om inlämnande och offentliggörande av uppgifter på elmarknaderna.

Utöver ovanstående, ska i detta förslag till metod också nedanstående definitioner tillämpas:

- a. Nettoöverföringskapacitet (NTC) syftar på det maximala utbytesprogrammet mellan två angränsande elområden i överensstämmelse med säkerhetsstandarder, med beaktande av tekniska osäkerheter avseende framtida nätvillkor:  $NTC = TTC - TRM$ . I det fall säkerhetsmarginalen för överföring (TRM) är lika med noll, är NTC lika med det totala värdet av total överföringskapacitet (TTC).
  - b. Avancerad hybridkoppling (AHC) innebär en utökning av den flödesbaserade metoden för kapacitetsberäkning, som visar på en mer detaljerad modellering av den inverkan som sammanlänknings med högspänd likström (HVDC) har på flöden på växelströmsnät, och som gör det möjligt för elområden med nettoöverföringskapacitet att konkurrera om den begränsade mängd kapacitet som finns inom det flödesbaserade området och tvärtom, samt därmed också göra det möjligt att inom algoritmen för kapacitetstilldelning utföra en ekonomisk optimering av flöden över elområdesgränser med nettoöverföringskapacitet på lika villkor gentemot flöden inom flödesbaserade områden. Avancerad hybridkoppling ska också användas för att visa på utbyten över elområdesgränserna DK1-DE/LU, med avseende på dess radiella topologi, inom flödesbaserade metoder.
  - c. Tillgänglig överföringskapacitet (ATC) är ett mått på överföringsförmågan som finns kvar i det fysiska överföringsnätet för fortsatt kommersiell verksamhet efter avtalad förbrukning:  $ATC = NTC - AAC$ . I det fall tidigare tilldelad kapacitet (AAC) är lika med noll, är tillgänglig överföringskapacitet lika med nettoöverföringskapacitet.
  - d. CCR Hansas sammanlänkning utgörs antingen av en radiell likströmsledning (-ar) eller en kombination av radiella växelströmsledningar mellan maskat växelströmsnät på var sida om elområdesgränsen.
  - e. Ett kritiskt nätelement (CNE) syftar på ett nätelement som påverkas markant av handel mellan elområden. Detta element kan utgöras av en luftledning, nedgrävd kabel eller transformator.
2. I detta förslag gäller följande, om inte annat föreskrivs av sammanhanget:
    - a. Singular form omfattar även plural form och omvänt.
    - b. Rubriker är angivna för att underlätta läsningen och påverkar inte tolkningen av förslaget.
    - c. Hänvisningar till "artiklar" syftar på artiklar i detta dokument, om inte annat föreskrivs.
    - d. Hänvisningar till lagstiftning, förordningar, direktiv, föreläggande, handling, föreskrift, eller övriga antagna dokument ska inkludera varje ändring, utvidgning eller nytt antagande av den som då gäller.

### Artikel 3

#### Regler för beräkning av kapacitet mellan elområden

1. Metoden för kapacitetsberäkning för CCR Hansa ska överensstämma med metoden för samordnad nettoöverföringskapacitet (CNTC).
2. De systemansvariga för överföringssystem inom CCR Hansa ska tillhandahålla en förteckning över kritiska nätelement till den samordnade kapacitetsberäknaren, i enlighet med artikel 5 inom tillbörlig tid före tidsgränsen för garanterad kapacitet på dagen före- och intradagsmarknaden.
3. De systemansvariga för överföringssystem inom CCR Hansa ska i enlighet med artikel 29.1 i förordning 2015/1222 samt inom tillbörlig tid före tidsgränsen för garanterad kapacitet på dagen före- och intradagsmarknaden, lämna nedanstående uppgifter för varje marknadstidenhet (MTU) till den samordnade kapacitetsberäknaren:
  - a. Indata för parametrar, inbegripet tillgänglighetsfaktor för utrustning, värmekapacitet på kritiska nätelement, samt förlustfaktor för beräkning av den totala överföringskapaciteten (TTC) i enlighet med den matematiska beskrivning som avses i artikel 4 och 12;
  - b. Gränser för driftsäkerhet och oförutsedda händelser i enlighet med artikel 7;
  - c. Tilldelningsbegränsningar i enlighet med artikel 8;
  - d. Säkerhetsmarginalen för överföring (TRM) i enlighet med artikel 6;
  - e. Produktionsfördelningsnycklar (GSK) i enlighet med artikel 9; samt
  - f. Tillgängliga avhjälpande åtgärder i enlighet med artikel 10.
4. De systemansvariga för överföringssystem inom CCR Hansa, eller en enhet på uppdrag av dessa, ska för varje marknadstidsenhet överlämna tidigare tilldelad och utsedd kapacitet (AAC) till den samordnade kapacitetsberäknaren utan otillbörligt dröjsmål, i enlighet med artikel 11 och artikel 15.
5. På grundval av den indata som tillhandahålls av de systemansvariga för överföringssystem inom CCR Hansa, ska den samordnade kapacitetsberäknaren utföra kapacitetsberäkning för varje elområdesgräns i båda riktningarna, i enlighet med de matematiska beskrivningarna som anges i artikel 4 och artikel 12.
6. I det fall en elområdesgräns inom CCR Hansa har mer än en sammanlänkning, ska summan av kapaciteten på dessa sammanlänknings mellan elområden beräknas för att fastställa den totala mängden kapacitet mellan elområden för elområdesgränserna inom CCR Hansa.
7. I det fall kapacitetsberäkning ej kan utföras av den samordnade kapacitetsberäknaren för CCR Hansa, ska reservförfarande för kapacitetsberäkning i enlighet med artikel 18 tillämpas.
8. Den samordnade kapacitetsberäknaren ska överlämna resultaten från kapacitetsberäkningen till de systemansvariga för överföringssystem inom CCR Hansa för validering, i överensstämmelse med de principer som anges i artikel 16.
9. I enlighet med artikel 46 och 58 i förordning 2015/1222, ska den samordnade kapacitetsberäknaren säkerställa att validerad kapacitet och tilldelningsbegränsningar mellan elområden överlämnas till berörda nominerade elmarknadsoperatörer innan tidsgränsen för garanterad kapacitet på dagen före och intradagsmarknaden.

2018-10-23

2017-10-18 97-003034

## AVDELNING 1

### Metod för kapacitetsberäkning inom tidsramen för dagen före-marknaden

#### Artikel 4

#### Matematisk beskrivning

1. Nedanstående matematiska beskrivning tillämpas vid beräkning av tillgänglig överföringskapacitet (ATC) på likströmsledning mellan elområden. Kapacitet ska beräknas för båda riktningarna,  $A \rightarrow B$  och  $B \rightarrow A$ .

Tillgänglig överföringskapacitet  $ATC_{i,DC,A \rightarrow B}$  på en likströmsledning i riktning  $A \rightarrow B$  beräknas enligt nedanstående formel:

$$ATC_{i,DC,A \rightarrow B} = TTC_{i,A \rightarrow B} - AAC_{i,A \rightarrow B} + AAC_{i,B \rightarrow A}$$

Då likströmsledningen ej är i drift ( $TTC = 0$ ) till följd av planerat eller oplanerat avbrott:

$$ATC_{i,DC,A \rightarrow B} = 0$$

Där

A	:=	Elområde A.
B	:=	Elområde B.
$ATC_{i,DC,A \rightarrow B}$	:=	Tillgänglig överföringskapacitet på en likströmsledning i riktning $A \rightarrow B$ tillhandahållen på dagen före-marknaden.
$TTC_{i,A \rightarrow B}$	:=	Total överföringskapacitet (TTC) på en likströmsledning i riktning $A \rightarrow B$ . Total överföringskapacitet motsvarar endast den totala kapaciteten på likströmsledningen, då inga fel förekommer på sammanlänkningen inom CCR Hansa, inklusive omriktarstationer.

Total överföringskapacitet TTC för en likströmsledning specificeras enligt nedan:

$$TTC_{i,A \rightarrow B} = \alpha_i \cdot P_{i,max\ thermal} * (1 - \beta_{i,Loss,A \rightarrow B})$$

$AAC_{i,A \rightarrow B}$	:=	Tidigare tilldelad och utsedd kapacitet för en likströmsledning i riktning $A \rightarrow B$ i enlighet med artikel 11.
$AAC_{i,B \rightarrow A}$	:=	Tidigare tilldelad och utsedd kapacitet för en likströmsledning i riktning $B \rightarrow A$ i enlighet med artikel 11.
$\alpha_i$	:=	Tillgänglighetsfaktor för utrustning specificerad genom planerade och oplanerade avbrott, $\alpha_i$ , vilket motsvarar ett reellt tal mellan och inklusive 0 och 1.
$P_{i,max\ thermal}$	:=	Värmekapacitet för en likströmsledning $i$ .
$\beta_{i,Loss,A \rightarrow B}$	:=	Förlustfaktor i händelse av explicit hantering av nätbortfall på en likströmsledning i riktning $A \rightarrow B$ , kan vara ett annat värde beroende på $\alpha_i$ . I händelse av implicit hantering av bortfall, sätts förlustfaktorn till noll men tas i beaktande som en tilldelningsbegränsning i enlighet med artikel 8.



2018-10-12-21

2017-10-18-97-003034

2. Nedanstående matematiska beskrivning tillämpas vid beräkning av tillgänglig överföringskapacitet (ATC) på växelströmsledning mellan elområden. Kapacitet ska beräknas för båda riktningarna, A→B och B→A.

Tillgänglig överföringskapacitet  $ATC_{AC,A\rightarrow B}$  över en elområdesgräns som är ansluten med växelströmsledning i riktning A→B beräknas enligt nedanstående formel:

$$ATC_{AC,A\rightarrow B} = TTC_{A\rightarrow B} - TRM_{A\rightarrow B} - AAC_{A\rightarrow B} + AAC_{B\rightarrow A}$$

I det fall en sammanlänkning inom CCR Hansa ej är i drift, ( $TTC = 0$ ) till följd av planerat eller oplanerat avbrott:

$$ATC_{AC,A\rightarrow B} = 0$$

Där

- A := Elområde A.
- B := Elområde B.
- $ATC_{AC,A\rightarrow B}$  := Tillgänglig överföringskapacitet för en elområdesgräns i riktning A→B, tillhandahållen på dagen före-marknaden.
- $TTC_{A\rightarrow B}$  := Total överföringskapacitet för en elområdesgräns i riktning A→B.  
Total överföringskapacitet TTC bestäms enligt följande procedur:
1. Beräkning av belastningsflöden genom tillämpning av den gemensamma nätmodellen och produktionsfördelningsnycklar i enlighet med artikel 9.
  2. Vid bedömning av belastning på enskilda kretsar i sammanlänkningsområdet tillhörande CCR Hansa, och för att beakta säkerhetskriteriet N-1, upprepas stegen under punkt 3 och 4 med avbrott på varje enskild krets på sammanlänkningsområdet tillhörande CCR Hansa, där minsta totala överföringskapacitet på varje sammanlänkning i CCR Hansa och i vardera riktning fastställs som den totala överföringskapaciteten i den angivna riktningen.
  3. Produktionsfördelningsnycklarna ska tillämpas för att öka nettopositionen för elområde A samtidigt som man minskar nettopositionen för elområde B med motsvarande mängd tills en krets eller flera kretsar i sammanlänkningsområdet i CCR Hansa uppnår respektive permanent tillåtna värmebelastning. Den totala överföringskapaciteten motsvarar då det maximala utbytet mellan elområdena.
  4. Stegen under punkt 3 upprepas i motsatt riktning för att beräkna total överföringskapacitet i riktning B till A.
- $TRM_{A\rightarrow B}$  := Säkerhetsmarginal för överföring för en elområdesgräns i riktning A→B, i enlighet med artikel 6.
- $AAC_{A\rightarrow B}$  := Tidigare tilldelad och utsedd kapacitet för en elområdesgräns i riktning A→B, i enlighet med artikel 11.
- $AAC_{B\rightarrow A}$  := Tidigare tilldelad och utsedd kapacitet för en elområdesgräns i riktning B→A, i enlighet med artikel 11.

3. Nedanstående matematiska beskrivning tillämpas endast vid beräkning av tillgänglig överföringskapacitet (ATC) på Kriegers Flak Combined Grid Solution (KF CGS), vilket är en havsbaserad vindkraftpark (OWF) med hybridsammanlänknings och med nätanslutning mellan DK2-DE/LU.

Tillgänglig överföringskapacitet  $ATC_{KF\ CGS,DE \rightarrow DK}$  på KF CGS, i riktning från DE/LU  $\rightarrow$  DK2 beräknas enligt följande formel:

$$ATC_{KF\ CGS,DE \rightarrow DK} = \alpha_i \cdot \min \left( \min \left( \frac{P_{\max\ thermal,DE}}{1 + LOSS_{DE} + LOSS_{XB}} + \frac{\min(AAC_{DE}^{Wind}, P_{\max\ thermal,DE} \times LOSS_{DE})}{1 + LOSS_{XB}}, P_{\max\ thermal,DE} \right), \frac{P_{\max\ thermal, XB}}{1 + LOSS_{XB}}, P_{\max\ thermal, DK} - AAC_{DK}^{Wind} \right) - AAC_{KF\ CGS,DE \rightarrow DK} + AAC_{KF\ CGS,DK \rightarrow DE}$$

Tillgänglig överföringskapacitet  $ATC_{KF\ CGS,DK \rightarrow DE}$  på KF CGS, i riktning från DK2  $\rightarrow$  DE/LU beräknas enligt följande formel:

$$ATC_{KF\ CGS,DK \rightarrow DE} = \alpha_i \cdot \min \left( \min \left( \frac{P_{\max\ thermal,DK}}{1 + LOSS_{DK}} + \min(AAC_{DK}^{Wind}, P_{\max\ thermal,DK} \times LOSS_{DK}), P_{\max\ thermal,DK} \right), P_{\max\ thermal, XB}, \frac{P_{\max\ thermal,DE} - AAC_{DE}^{Wind}}{1 - LOSS_{XB}}, \frac{P_{\max\ thermal,DE} - AAC_{DE}^{Wind}(1 - LOSS_{DE})}{1 - LOSS_{XB} - LOSS_{DE}} \right) - AAC_{KF\ CGS,DK \rightarrow DE} + AAC_{KF\ CGS,DE \rightarrow DK}$$

I det fall KF CGS ej är i drift ( $P_{\max\ thermal,DK}$ ,  $P_{\max\ thermal,DE}$  eller  $P_{\max\ thermal, XB}$  är lika med noll) till följd av planerat eller oplanerat avbrott:

$$ATC_{KF\ CGS,DE \rightarrow DK} = 0$$

Där:

DE	:= Elområde DE/LU.
DK	:= Elområde DK2.
$ATC_{KF\ CGS,DE \rightarrow DK}$	:= Tillgänglig överföringskapacitet för KF CGS i riktning DE/LU $\rightarrow$ DK2 tillhandahållen på dagen före-marknaden.
$AAC_{KF\ CGS,DE \rightarrow DK}$	:= Tidigare tilldelad och utsedd kapacitet för KF CGS i riktning DE/LU $\rightarrow$ DK2, i enlighet med artikel 11.
$AAC_{KF\ CGS,DK \rightarrow DE}$	:= Tidigare tilldelad och utsedd kapacitet för KF CGS i riktning DK2 $\rightarrow$ DE/LU, i enlighet med artikel 11.
$AAC_{DE}^{Wind}$	:= Förväntad produktion vid de havsbaserade vindkraftparkerna (OWF(s)) från prognoser utförda av de systemansvariga för överföringssystem, som är en del av elområde DE/LU och anslutet till KF CGS, i enlighet med artikel 11.
$AAC_{DK}^{Wind}$	:= Förväntad produktion vid de havsbaserade vindkraftparkerna (OWF(s)) från prognoser utförda av de systemansvariga för överföringssystem, som är en del av elområde DK2 och anslutet till KF CGS, i enlighet med artikel 11.

$CP_{OWF, DE}$	Anslutningspunkt för havsbaserad vindkraftpark med anslutning inom elområde DE/LU till KF CGS.
$CP_{OWF, DK}$	Anslutningspunkt för havsbaserad vindkraftpark med anslutning inom elområde DK2 till KF CGS.
$LOSS_{DE}$	:= Effektförluster mellan anslutningspunkt för KF CGS i elområde DE/LU och $CP_{OWF, DE}$
$LOSS_{XB}$	:= Effektförluster mellan anslutningspunkt för $CP_{OWF, DK}$ och $CP_{OWF, DE}$
$LOSS_{DK}$	:= Effektförluster mellan anslutningspunkt för KF CGS i elområde DK2 och $CP_{OWF, DK}$
$\alpha_i$	:= Tillgänglighetsfaktor för utrustning, specificerad genom planerade och oplanerade avbrott, $\alpha_i$ , vilket motsvarar ett reellt tal mellan och inklusive 0 och 1.
$P_{max thermal, DE}$	:= Värme kapacitet för ledningssträcka från elområde DE/LU till $CP_{OWF, DE}$
$P_{max thermal, XB}$	:= Värme kapacitet för ledningssträcka från $CP_{OWF, DK}$ till $CP_{OWF, DE}$
$P_{max thermal, DK}$	:= Värme kapacitet för ledningssträcka från elområde DK2 till $CP_{OWF, DK}$

## Artikel 5

### Metod för urval av kritiska nätelement och regler för att undvika otillbörlig diskriminering mellan interna utbyten och utbyten mellan elområden

1. Varje systemansvarig för överföringssystem i CCR Hansa ska tillhandahålla en förteckning över kritiska nätelement inom sina egna kontrollområden, baserade på drifterfarenheter och respektive nättopologi. De kritiska nätelement som tas i beaktande vid kapacitetsberäkning för CCR Hansa ska vara en del av en sammanlänkning inom CCR Hansa.
2. Kritiska nätelement i växelströmsnät som angränsar till sammanlänkningarna i CCR Hansa, som speglar växelverkan av flöden mellan sammanlänkningarna i CCR Hansa och växelströmsnäten, fastställs i flödesbaserade parametrar för CCR Nordic och CCR Core i överensstämmelse med deras respektive metoder för urval av kritiska nätelement och regler för att undvika otillbörlig diskriminering mellan interna utbyten och utbyten mellan elområden.
3. I överensstämmelse med artikel 21.1.b.ii, ska reglerna för att undvika otillbörlig diskriminering endast inbegripa sammanlänknings inom CCR Hansa vid kapacitetsberäkning för CCR Hansa, vilket medför att otillbörlig diskriminering mellan interna utbyten och utbyten mellan elområden inte är möjligt.

## Artikel 6

### Metod för fastställande av säkerhetsmarginal för överföring

1. Metoden för fastställande av säkerhetsmarginal för överföring gäller endast gränser med anslutning till växelströmsledningar i CCR Hansa.
2. Metoden för fastställande av säkerhetsmarginal för överföring baseras på principerna för beräkning av sannolikhetsfördelning för avvikelser mellan förväntade energiflöden vid tiden för kapacitetsberäkning och verkliga energiflöden i realtid, och anger följaktligen de osäkerheter som ska beaktas i kapacitetsberäkningen.
3. I överensstämmelse med artikel 22.2 i förordning 2015/1222, ska metoden för fastställande av säkerhetsmarginal för överföring beakta oavsiktliga avvikelser i fysiska energiflöden som orsakas av justering av energiflöden inom och mellan kontrollområden, samt oavsiktliga avvikelser i flöden som skulle kunna uppstå mellan tidsramen för kapacitetsberäkning och realtid. Aktivering av avhjälpan åtgärder anses inte vara en källa för osäkerhet som behöver beaktas vid fastställande av säkerhetsmarginal för överföring.
4. Beräkning av säkerhetsmarginal för överföring utgörs av nedanstående steg:

- a. Identifiering av osäkerhetskällor vid varje beräkning av total överföringskapacitet. Beräkning av total överföringskapacitet baseras på den gemensamma nätmodellen som inbegriper uppskattningar av gränsöverskridande utbyten mellan tredje part, samt prognoser för inmatning av vind- och solenergi som påverkar såväl produktions- och lastmönster som nättopologin;
  - b. Härledning av oberoende tidsserier för varje osäkerhet och fastställande av sannolikhetsfördelning (PD) för varje tidsserie. Generiska tidsserier från redan förekommande databas används som utgångspunkt. Tidsserien omfattar ett lämpligt tidsspänn från förfluten tid för att erhålla en betydande och representativ mängd data;
  - c. Faltning av de enskilda sannolikhetsfördelningarna och härledning av värdet av säkerhetsmarginalen för överföring från den faltade sannolikhetsfördelningen. Den 90:e percentilen tas från den faltade sannolikhetsfördelningen.
5. Indata till beräkning av säkerhetsmarginalen för överföring, enligt artikel 6.4.a, ska samordnas och gemensamt godkännas av berörda systemansvariga för överföringssystem inom CCR Hansa, för att säkerställa en harmoniserad metod för härledning av säkerhetsmarginalen från sannolikhetsfördelningen i överensstämmelse med artikel 22.3 i förordning 2015/122.
  6. Säkerhetsmarginalen för överföring ska uppdateras regelbundet och minst en gång per år av de systemansvariga för överföringssystem inom CCR Hansa, eller av utsedd samordnad kapacitetsberäknare.

#### Artikel 7

##### Metod för fastställande av gränser för driftsäkerhet och oförutsedda händelser med betydelse för kapacitetsberäkning

1. I enlighet med artikel 23.1 i förordning 2015/1222, ska de systemansvariga för överföringssystem inom CCR Hansa ta hänsyn till de gränser för driftsäkerhet som tillämpas vid driftsäkerhetsanalyser i enlighet med artikel 72 i förordning 2017/1485. De gränser för driftsäkerhet som tillämpas i den gemensamma kapacitetsberäkningen är samma som används i driftsäkerhetsanalysen, därmed behövs ingen ytterligare beskrivning i enlighet med artikel 23.2 i förordning 2015/1222. I synnerhet ska de systemansvariga för överföringssystem inom CCR Hansa beakta godtagbara driftsförhållanden för säker nätdrift, t.ex termiska gränsvärden och gränsvärden för spänning, kortslutningsström, frekvens och dynamisk stabilitet.
2. Termiska gränsvärden för kritiska nätelement inom CCR Hansa beaktas inom processen för beräkning av total överföringskapacitet enligt artikel 4 inom tidsramen för dagen före-marknaden och artikel 12 inom tidsramen för intradagsmarknaden.
3. Gränser för driftsäkerhet och oförutsedda händelser på nätelement med växelström som angränsar till kritiska nätelement i CCR Hansa, som speglar växelverkan av flöden mellan sammanlänknings i CCR Hansa och växelströmsnäten, förväntas tas i beaktande i de flödesbaserade parametrarna för CCR Nordic och CCR Core.
4. De systemansvariga för överföringssystem i CCR Hansa har möjlighet att utföra enskilda bedömningar av gränserna för driftsäkerhet, som inte kan speglas i flödesbaserade parametrar hos angränsande kapacitetsberäkningsregioner, inklusive men inte begränsat till: gränsvärden för spänningsstabilitet, kortslutningsström och dynamisk stabilitet, i överensstämmelse med artikel 8.1.

#### Artikel 8

##### Metod för fastställande av tilldelningsbegränsningar

1. I enlighet med artikel 23.3 i förordning 2015/1222, har de systemansvariga för överföringssystem inom CCR Hansa, utöver aktiva gränser för energiflöden på sammanlänknings i CCR Hansa, möjlighet att tillämpa tilldelningsbegränsningar under kapacitetstilldelningsfasen, som behövs för att hålla överföringssystemet inom gränserna för driftsäkerhet, och som inte effektivt kan omvandlas till maximala flöden i kritiska nätelement eller begränsningar avsedda att öka det ekonomiska

överskottet, med beaktande av följande:

- a. Produktionen inom ett elområde ska överstiga angiven minsta produktionsnivå;
  - b. Den sammanlagda importen eller exporten från ett elområde till angränsande elområden ska begränsas för att säkerställa en tillfredställande nivå av produktionsreserver som erfordras för att bibehålla en säker systemdrift;
  - c. Maximal flödesändring på likströmsledningarna och KF CGS mellan marknadstidsenheter (rampbegränsningar);
  - d. Implicita förlustfaktorer på likströmsledningarna.
2. I överensstämmelse med artikel 8.1.a, kan en miniminivå av produktion behöva säkerställas inom ett elområde för att säkerställa att ett minsta antal generatorer är i drift inom systemet, som kan leverera reaktiv effekt nödvändig för spänningsstöd eller som en skyddsåtgärd för att erhålla tillräcklig tröghet för att säkerställa dynamisk stabilitet.
  3. I överensstämmelse med artikel 8.1.b, kan en systemansvarig för överföringssystem inom CCR Hansa tillämpa tilldelningsbegränsningar för att säkerställa en miniminivå av driftrelaterade reserver för balansering i det fall en central dirigeringsmodell används. Tilldelningsbegränsningarna som införs är dubbelriktade, med oberoende värden för import och export beroende på prognostiserade balanseringsförhållanden. Detaljer, motivering inför tillämpning, samt metod för beräkning av denna typ av tilldelningsbegränsningar finns angivna i Bilaga 1.
  4. I överensstämmelse med artikel 8.1.c är en rampbegränsning ett instrument avsett för systemdrift som syftar till att bibehålla systemsäkerheten för hantering av frekvenser. Denna anger maximal förändring av likströmsflöden och KF CGS marknadsflöden mellan marknadstidsenheter (MTU) (max MW/MTU per sammanlänkning i CCR Hansa).
  5. I överensstämmelse med artikel 8.1.d, vid händelse av implicit hantering av förlust, säkerställer en implicit förlustfaktor på likströmsledningarna vid kapacitetstilldelning att likströmsledningen inte kommer att överföra något flöde såvida inte den välfärdsekonomiska vinsten överskrider kostnaderna för motsvarande förluster.
  6. Varje systemansvarig för överföringssystem i CCR Hansa som tillämpar en eller flera tilldelningsbegränsningar enligt artikel 8.1 ska tillhandahålla en beskrivning över tilldelningsbegränsningen (-arna), inklusive tillämpade gränser och ska informera marknadsaktörerna om detta på ett transparent sätt tillsammans med en motivering.
  7. De systemansvariga för överföringssystem i CCR Hansa ska rapportera statistiska indikatorer avseende kapacitet mellan elområden, inklusive tilldelningsbegränsningar när så är lämpligt för varje tidsram för kapacitetsberäkning, som en del av en rapport som ska tas fram vartannat år avseende kapacitetsberäkning och -tilldelning i enlighet med artikel 31 i förordning 2015/1222. På begäran av de nationella tillsynsmyndigheterna inom CCR Hansa, ska de systemansvariga för överföringssystem i CCR Hansa tillhandahålla ytterligare information om tilldelningsbegränsningar.
  8. De nominerade elmarknadsaktörerna ska dokumentera och rapportera skuggpriser för tillämpade tilldelningsbegränsningar inom kapacitetstilldelningen till de systemansvariga för överföringssystem och de nationella tillsynsmyndigheterna inom CCR Hansa.
  9. Tilldelningsbegränsningar tillämpas i syfte att tilldela kapacitet i enlighet med artikel 46 och 58 i förordning 2015/1222.

## Artikel 9

### Metod för fastställande av produktionsfördelningsnycklar

1. För beräkning av total överföringskapacitet för radiella växelströmsledningarna enligt artikel 4.2, förväntas en specifikation av produktionsfördelningsnycklarna för berörda elområden anges i förslagen till gemensam metod för samordnad kapacitetsberäkning i angränsande kapacitetsberäkningsregioner som tillämpar en flödesbaserad metod för kapacitetsberäkning. Dessa produktionsfördelningsnycklar tillämpas för att visa på fördelningen av energiflöde på

sammanlänkningsregioner och inom CCR Hansa.

2. Växelverkan på flöden mellan sammanlänkningsregioner tillhörande CCR Hansa och angränsande växelströmsnät speglas i motsvarande flödesbaserade parametrar för angränsande kapacitetsberäkningsregioner.

### Artikel 10

#### Metod för fastställande av avhjälpande åtgärder som ska beaktas vid kapacitetsberäkning

1. Icke kostnadsrelaterade avhjälpande åtgärder ska tillämpas för att optimera den totala överföringskapaciteten.
2. Avseende KF CGS, ska alla tillgängliga avhjälpande åtgärder användas för att säkerställa att överträdelse av gränserna för driftsäkerhet inte sker i situationer där båda nedanstående villkor kan tillämpas:
  - a. Förväntad produktion vid en vindkraftpark överskrider förväntat utfall på dagen före marknaden av de systemansvariga för överföringssystem i CCR Hansa.
  - b. Den totala överföringskapaciteten gentemot motsvarande elområde för denna vindkraftpark används som underlag till det förväntade utfallet på marknaden för denna vindkraftpark, nominerade långsiktiga överföringsrättigheter, samt utbyten inom tidsramarna för dagen före- och intradagsmarknaden.
3. Varje systemansvarig för överföringssystem i CCR Hansa ska i enlighet med artikel 25.1 i förordning 2015/1222, enskilt specificera de avhjälpande åtgärder som finns tillgängliga för att särskilt tas i beaktande vid kapacitetsberäkningen för CCR Hansa, och information ska lämnas till samordnade kapacitetsberäknare och övriga systemansvariga för överföringssystem i enlighet med artikel 29.1 i förordning 2015/1222.
4. Varje systemansvarig för överföringssystem inom CCR Hansa ska säkerställa att avhjälpande åtgärder beaktas vid kapacitetsberäkning, på de villkoren att resterande tillgängliga avhjälpande åtgärder, tillsammans med säkerhetsmarginalen, är tillräckliga för att säkerställa driftsäkerheten, i enlighet med artikel 25.4 i förordning 2015/1222.
5. Varje systemansvarig för överföringssystem inom CCR Hansa ska säkerställa att de avhjälpande åtgärder som ska beaktas vid kapacitetsberäkningen är samma för tidsramarna för dagen före och intradag i överensstämmelse med artikel 25.6 i förordning 2015/1222, med avseende på deras tekniska tillgänglighet för varje tidsram för kapacitetsberäkning.
6. I överensstämmelse med artikel 25.2 och 25.3 i förordning 2015/1222, ska de systemansvariga för överföringssystem inom CCR Hansa samordna eventuell användning av avhjälpande åtgärder som används vid kapacitetsberäkning med den utsedda samordnade kapacitetsberäknaren för CCR Hansa och eventuella berörda systemansvariga för överföringssystem inom CCR Hansa. Alla systemansvariga för överföringssystem inom CCR Hansa ska komma överens om användningen av avhjälpande åtgärder som kräver åtgärder från mer än en systemansvarig för överföringssystem inom CCR Hansa.
7. Reglerna för anpassning av energiflöde anger att den samordnade kapacitetsberäknaren för CCR Hansa ska, då avhjälpande åtgärder används i enlighet med detta förslag på metod, anpassa kapaciteten på sammanlänkningarna i CCR Hansa där de avhjälpande åtgärderna har en inverkan i endera riktningen, i överensstämmelse med artikel 21.1.b.iv i förordning 2015/1222.

2018-10-23-21

2017-10-18-97-003034

## Artikel 11

### Regler för att beakta tidigare tilldelad kapacitet mellan elområden inom tidsramen för dagen före-marknaden

- Inom tidsramen för dagen före-marknaden, ska de systemansvariga för överföringssystem i CCR Hansa ta hänsyn till tidigare tilldelad kapacitet mellan elområden (AAC) enligt nedanstående:
  - Kapacitet tilldelad för nominerade fysiska överföringsrättigheter (PTR).
  - Kapacitet tilldelad för utbyte av stödtjänster mellan elområden, i överensstämmelse med artikel 40, 41 eller 42 i kommissionens förordning (EU) 2017/2195, om fastställande av riktlinjer för balanshållning avseende el, undantaget stödtjänster som avses i artikel 22.2.a i förordning 2015/1222.
  - Avseende KF CGS, för tidigare tilldelad kapacitet AAC<sup>Wind</sup> baseras förväntad produktion från de havsbaserade vindkraftparkerna på prognoser från berörda systemansvariga för överföringssystem i CCR Hansa.
- Tidigare tilldelad kapacitet ska beaktas inom tidsramen för dagen före-marknaden enligt den matematiska beskrivningen angiven i artikel 4.

## AVDELNING 2

### Metod för kapacitetsberäkning inom tidsramen för intradagsmarknaden

## Artikel 12

### Matematisk beskrivning

- Nedanstående matematiska beskrivning tillämpas både för beräkning av tillgänglig överföringskapacitet på likströmsledning mellan elområden. Kapacitet ska beräknas för båda riktningarna, A→B och B→A.

Tillgänglig överföringskapacitet  $ATC_{i,DC,A\rightarrow B}$  på en likströmsledning i riktning A→B beräknas enligt nedan:

$$ATC_{i,DC,A\rightarrow B} = TTC_{i,A\rightarrow B} - AAC_{i,A\rightarrow B} + AAC_{i,B\rightarrow A}$$

Då likströmsledningen ej är i drift ( $TTC = 0$ ) till följd av planerat eller oplanerat avbrott:

$$ATC_{i,DC,A\rightarrow B} = 0$$

Där

- |                             |    |   |
|-----------------------------|----|---|
| A                           | := | Elområde A.   |
| B                           | := | Elområde B.   |
| $ATC_{i,DC,A\rightarrow B}$ | := | Tillgänglig överföringskapacitet på en likströmsledning i riktning A→B tillhandahållen på intradagsmarknaden.   |
| $TTC_{i,A\rightarrow B}$    | := | Total överföringskapacitet på en likströmsledning i riktning A→B. Total överföringskapacitet motsvarar full kapacitet på likströmsledningen, då inga fel förekommer på sammanlänkning tillhörande CCR Hansa, inklusive omriktarstationer. |

Total överföringskapacitet, TTC, för en likströmsledning specificeras enligt nedan:

$$TTC_{i,A\rightarrow B} = \alpha_i \cdot P_{i,max\ thermal} * (1 - \beta_{i,Loss,A\rightarrow B})$$

- |                          |    |   |
|--------------------------|----|---|
| $AAC_{i,A\rightarrow B}$ | := | Tidigare tilldelad och nominerad kapacitet för en likströmsledning i riktning A→B, i enlighet med artikel 15. |
|--------------------------|----|---|

$AAC_{i,B \rightarrow A}$	:=	Tidigare tilldelad och nominerad kapacitet för en likströmsledning i riktning $B \rightarrow A$ , i enlighet med artikel 15.
$\alpha_i$	:=	Tillgänglighetsfaktor för utrustning som specificeras genom planerade och oplanerade avbrott, $\alpha_i$ , vilket motsvarar ett reellt tal mellan och inklusive 0 och 1.
$P_{i,max thermal}$	:=	Värmekapacitet för en likströmsledning $i$ .
$\beta_{i, Loss, A \rightarrow B}$	:=	Förlustfaktor för explicit hantering av nätbortfall på en likströmsledning i riktning $A \rightarrow B$ , kan vara olika värden beroende på $\alpha_i$ . I händelse av implicit hantering av förlust, sätts förlustfaktorn till noll, men beaktas som en tilldelningsbegränsning i enlighet med artikel 14.

2. Nedanstående matematiska beskrivning tillämpas vid beräkning av tillgänglig överföringskapacitet på växelströmsledningar. Beräkning av kapacitet ska ske för båda riktningarna,  $A \rightarrow B$  och  $B \rightarrow A$ .

Tillgänglig överföringskapacitet,  $ATC_{AC, A \rightarrow B}$  över en elområdesgräns där anslutning sker med växelströmsledningar i riktning  $A \rightarrow B$  beräknas enligt nedan:

$$ATC_{AC, A \rightarrow B} = TTC_{A \rightarrow B} - TRM_{A \rightarrow B} - AAC_{A \rightarrow B} + AAC_{B \rightarrow A}$$

Då en sammanlänkning med växelström tillhörande CCR Hansa AC inte är i drift ( $TTC = 0$ ) till följd av planerat eller oplanerat avbrott:

$$ATC_{AC, A \rightarrow B} = 0$$

Där

A	:=	Elområde A.
B	:=	Elområde B.
$ATC_{AC, A \rightarrow B}$	:=	Tillgänglig överföringskapacitet för ett elområde i riktning $A \rightarrow B$ , tillhandahållen på intradagsmarknaden.
$TTC_{A \rightarrow B}$	:=	Total överföringskapacitet för ett elområde i riktning $A \rightarrow B$ .

Total överföringskapacitet,  $TTC$ , fastställs enligt nedanstående steg:

1. Beräkning av belastningsflöden utförs, med tillämpning av den gemensamma nätmodellen och produktionsfördelningsnycklar enligt artikel 9.
2. Vid bedömning av belastning på enskilda kretsar på sammanlänkning tillhörande CCR Hansa, och med beaktande av säkerhetskriteriet N-1, upprepas processen under punkt 3 och 4 med avbrott på vardera enskild krets på sammanlänkning tillhörande CCR Hansa, där minsta totala överföringskapacitet för varje sammanlänkning i CCR Hansa och i varje riktning fastställs som den totala överföringskapaciteten i den angivna riktningen.
3. Med tillämpning av produktionsfördelningsnyckeln för att öka nettopositionen för elområde A medan man minskar nettopositionen för elområde B med motsvarande värde, tills en eller flera kretsar på sammanlänkning i CCR Hansa uppnår permanent tillåten termiska belastning. Total överföringskapacitet motsvarar då det maximala utbytet mellan elområden.
4. Processen i punkt 3 upprepas för motsatt riktning för att fastställa den totala överföringskapaciteten i riktning B till A.

$TRM_{A \rightarrow B}$	:=	Säkerhetsmarginal för överföring för ett elområde i riktning $A \rightarrow B$ , i enlighet med artikel 14.
-------------------------	----	---



$AAC_{A \rightarrow B}$  := Tidigare tilldelad och nominerad kapacitet för en elområdesgräns i riktning  $A \rightarrow B$ , i enlighet med artikel 15.

$AAC_{B \rightarrow A}$  := Tidigare tilldelad och nominerad kapacitet för en elområdesgräns i riktning  $B \rightarrow A$ , i enlighet med artikel 15.

3. Nedanstående matematiska beskrivning tillämpas endast vid beräkning av tillgänglig överföringskapacitet på KF CGS. Kapacitetsberäkning enligt denna formel motsvarar minsta kapacitet som tillhandahålls på marknaden.

Tillgänglig överföringskapacitet  $ATC_{KF\ CGS,DE \rightarrow DK}$  på KF CGS, i riktning från DE/LU  $\rightarrow$  DK2 beräknas enligt nedanstående formel:

$$ATC_{KF\ CGS,DE \rightarrow DK} = \alpha_i \cdot \min \left( \min \left( \frac{P_{\max\ thermal,DE}}{1 + LOSS_{DE} + LOSS_{XB}} \right. \right. \\ \left. \left. + \frac{\min(AAC_{DE}^{Wind}, P_{\max\ thermal,DE} \times LOSS_{DE})}{1 + LOSS_{XB}} \right), \frac{P_{\max\ thermal,DE}}{1 + LOSS_{XB}}, \frac{P_{\max\ thermal,XB}}{1 + LOSS_{XB}}, P_{\max\ thermal,DK} \right) - AAC_{KF\ CGS,DE \rightarrow DK} + AAC_{KF\ CGS,DK \rightarrow DE}$$

Tillgänglig överföringskapacitet  $ATC_{KF\ CGS,DK \rightarrow DE}$  på KF CGS, i riktning från DK2  $\rightarrow$  DE/LU beräknas enligt nedanstående formel:

$$ATC_{KF\ CGS,DK \rightarrow DE} = \alpha_i \cdot \min \left( \min \left( \frac{P_{\max\ thermal,DK}}{1 + LOSS_{DK}} + \min(AAC_{DK}^{Wind}, P_{\max\ thermal,DK} \times LOSS_{DK}), \right. \right. \\ \left. \left. P_{\max\ thermal,DK} \right), P_{\max\ thermal,XB}, \frac{P_{\max\ thermal,DE} - AAC_{DE}^{Wind}}{1 - LOSS_{XB}}, \right. \\ \left. \frac{P_{\max\ thermal,DE} - AAC_{DE}^{Wind} (1 - LOSS_{DE})}{1 - LOSS_{XB} - LOSS_{DE}} \right) - AAC_{KF\ CGS,DK \rightarrow DE} \\ + AAC_{KF\ CGS,DE \rightarrow DK}$$

Då KF CGS ej är i drift ( $P_{\max\ thermal,DK}$ ,  $P_{\max\ thermal,DE}$  eller  $P_{\max\ thermal,XB}$  är lika med noll) till följd av planerat eller oplanerat avbrott:

$$ATC_{KF\ CGS,DE \rightarrow DK} = 0$$

Där:

DE := Elområde DE/LU.

DK := Elområde DK2.

$ATC_{KF\ CGS,DE \rightarrow DK}$  := Tillgänglig överföringskapacitet på KF CGS i riktning DE/LU  $\rightarrow$  DK2 tillhandahållen på dagen före marknaden.

$AAC_{KF\ CGS,DE \rightarrow DK}$  := Tidigare tilldelad och nominerad kapacitet för KF CGS i riktning DE/LU  $\rightarrow$  DK2, i enlighet med artikel 15.

$AAC_{KF\ CGS,DK \rightarrow DE}$  := Tidigare tilldelad och nominerad kapacitet för KF CGS i riktning DK2  $\rightarrow$  DE/LU, i enlighet med artikel 15.

$AAC_{DE}^{Wind}$	:= Förväntad produktion från de havsbaserade vindkraftparkerna (OWF(s)) från prognoser utförda av de systemansvariga för överföringssystem, som ingår i elområde DE/LU och som är anslutna till KF CGS, i enlighet med artikel 15.
$AAC_{DK}^{Wind}$	:= Förväntad produktion från de havsbaserade vindkraftparkerna från prognoser utförda av de systemansvariga för överföringssystem, som ingår i elområde DK2 och som är anslutna till KF CGS, i enlighet med artikel 15.
$CP_{OWF, DE}$	Anslutningspunkt för havsbaserad vindkraftpark ansluten inom elområde DE/LU till KF CGS.
$CP_{OWF, DK}$	Anslutningspunkt för havsbaserad vindkraftpark ansluten inom elområde DK2 till KF CGS.
$LOSS_{DE}$	:= Effektförluster mellan anslutningspunkt för KF CGS inom elområde DE/LU och $CP_{OWF, DE}$
$LOSS_{XB}$	:= Effektförluster mellan anslutningspunkt inom $CP_{OWF, DK}$ och $CP_{OWF, DE}$
$LOSS_{DK}$	:= Effektförluster mellan anslutningspunkt för KF CGS i elområde DK2 och $CP_{OWF, DK}$
$\alpha_i$	:= Tillgänglighetsfaktor för utrustning specificeras genom planerade och oplanerade avbrott, $\alpha_i$ , vilket motsvarar ett reellt tal mellan och inklusive 0 och 1.
$P_{max thermal, DE}$	:= Värme kapacitet för ledningssträcka från elområde DE/LU till $CP_{OWF, DE}$
$P_{max thermal, XB}$	:= Värme kapacitet för ledningssträcka från $CP_{OWF, DK}$ till $CP_{OWF, DE}$
$P_{max thermal, DK}$	:= Värme kapacitet för ledningssträcka från elområde DK2 till $CP_{OWF, DK}$

### Artikel 13

#### Frekvens för förnyad bedömning av kapacitet inom tidsramen för intradagsmarknaden

1. Förnyad bedömning av den totala överföringskapaciteten inom tidsramen för intradagsmarknaden ska utföras av den samordnade kapacitetsberäknaren då uppdaterade gemensamma nätmodeller för intradagsmarknaden finns tillgängliga, minst en gång inom tidsramen för intradagsmarknaden.
2. I händelse av oförutsedda händelser på sammanlänknings i CCR Hansa, samt om dessa skulle påverka kapaciteten mellan elområden, ska den samordnade kapacitetsberäknaren utföra en förnyad bedömning av kapaciteten inom tidsramen för intradagsmarknaden.
3. Tidigare tilldelad kapacitet, enligt artikel 15, uppdateras kontinuerligt.
4. Senast 30 dagar efter att detta förslag till en gemensam metod för samordnad kapacitetsberäkning för CCR Hansa har godkänts, ska de systemansvariga för överföringssystem inom CCR Hansa informera marknaden avseende den tidpunkt som kapacitet mellan elområden släpps på intradagsmarknaden. Om kapacitet mellan elområden släpps på marknaden efter öppningstiden för gaten mellan elområden för gemensam intradagskoppling (SIDC), kommer en motivering att lämnas av de systemansvariga för överföringssystem inom CCR Hansa.

### Artikel 14

#### Metoder för urval av kritiska nätelement och regler för att undvika otillbörlig diskriminering mellan interna utbyten och utbyten mellan elområden, fastställande av säkerhetsmarginal, gränser för driftsäkerhet, samt oförutsedda händelser av betydelse för kapacitetsberäkning och tilldelningsbegränsningar, produktionsfördelningsnycklar och avhjälpanande åtgärder som ska beaktas vid kapacitetsberäkning

Artiklar 5 till 10 i detta förslag avseende tidsramen för dagen före-marknaden tillämpas även för tidsramen för intradagsmarknaden.

2018-10-12-21

2017-10-18-97-003034

## Artikel 15

### Regler för att beakta tidigare tilldelad kapacitet mellan elområden inom tidsramen för intradagsmarknaden

1. De systemansvariga för överföringssystem inom CCR Hansa ska inom tidsramen för intradagsmarknaden ta hänsyn till tidigare tilldelad kapacitet enligt nedanstående:
  - a. Kapacitet tilldelad för nominerade fysiska överföringsrättigheter (PTR).
  - b. Kapacitet tilldelad för utbyte för stödtjänster mellan elområden, i överensstämmelse med artikel 40, 41 eller 42 i förordning 2017/2195, undantaget de stödtjänster som avses i artikel 22.2.a i förordning 2015/1222.
  - c. Kapacitet nominerad till dagen före-marknaden.
  - d. Avseende KF CGS, motsvarar tidigare tilldelad kapacitet AAC<sup>Wind</sup> den förväntade produktionen från de havsbaserade vindkraftparkerna, baserat på prognoser utförda av berörda systemansvariga för överföringssystem inom CCR Hansa.
2. Tidigare tilldelad kapacitet ska beaktas på intradagsmarknaden i enlighet med de matematiska beskrivningar som anges i artikel 12.

## AVDELNING 3

### Gemensamma bestämmelser som tillämpas för tidsramarna för både dagen före- och intradag

## Artikel 16

### Metod för validering av kapacitet mellan elområden

1. Med hänvisning till artikel 26.1 i förordning 2015/1222, ska varje systemansvarig för överföringssystem i CCR Hansa utföra en validering av samt ha rätt att korrigera kapaciteten mellan elområden som tillhandahålls av den samordnade kapacitetsberäknaren, avseende elområdesgränser med direkt relevans för de systemansvariga för överföringssystem inom CCR Hansa.
2. Då endast sammanlänknings ingående i CCR Hansa inkluderas som kritiska nätelement i kapacitetsberäkningen för CCR Hansa, i överensstämmelse med artikel 5, är en situation där interna nätelement med växelström kräver korrigering av tillgänglig kapacitet mellan elområden inte tillämplig för CCR Hansa.
3. Med hänvisning till artikel 26.3 i förordning 2015/1222, har varje systemansvarig för överföringssystem inom CCR Hansa rätt att minska kapaciteten mellan elområden under valideringsprocessen som avses i artikel 16.1, med avseende på driftsäkerheten.
4. Varje systemansvarig för överföringssystem inom CCR Hansa ska utföra en validering av kapaciteten mellan elområden genom att kontrollera att korrekt indata används, lämnad av den systemansvariga för överföringssystem inom CCR Hansa enligt artikel 29.1 i förordning 2015/1222. De systemansvariga för överföringssystem inom CCR Hansa kan använda valideringsverktyg och utföra sina egna beräkningar genom tillämpning av en gemensam nätmodell.
5. Ökning av kapacitet mellan elområden som föreslås under valideringsfasen ska godkännas gemensamt av berörda systemansvariga för överföringssystem inom CCR Hansa.
6. Information om ökning eller minskning av kapacitet mellan elområden från angränsande samordnade kapacitetsberäknare ska tillhandahållas av den samordnade kapacitetsberäknaren i CCR Hansa till de systemansvariga för överföringssystem i CCR Hansa, vilket ska beaktas under valideringen.
7. Varje systemansvarig för överföringssystem i CCR Hansa ska överlämna sina resultat från valideringen av kapacitet till den samordnade kapacitetsberäknaren för CCR Hansa samt till övriga systemansvariga för överföringssystem inom CCR Hansa. I det fall en systemansvarig för överföringssystem inom CCR Hansa korrigerar kapacitet, ska denna lämna en motivering till den samordnade kapacitetsberäknaren och övriga systemansvariga för överföringssystem i CCR Hansa.
8. Samordning ska ske mellan den samordnade kapacitetsberäknaren för CCR Hansa och angränsande samordnade kapacitetsberäknare under valideringsprocessen i enlighet med artikel 26.4 i förordning

2015/1222, där åtminstone information utbyts om korrigeringar av kapaciteten mellan elområden.

9. I det fall kapaciteten vid en fastställd elområdesgräns korrigeras kontinuerligt av de systemansvariga för överföringssystem inom CCR Hansa, ska de systemansvariga för överföringssystem inom CCR Hansa utföra en utvärdering av kapacitetsberäkningsprocessen inklusive metoden för kapacitetsberäkning, samt om möjligt anpassa denna för att minska behovet av korrigeringar framöver.
10. En gång var tredje månad ska den samordnade kapacitetsberäknaren i CCR Hansa rapportera alla minskningar av kapacitet mellan elområden som har utförts under valideringsprocessen, till alla nationella tillsynsmyndigheter inom CCR Hansa. I denna rapport ska anges plats och mängd för varje minskning av kapacitet mellan elområden och skälen till minskningarna, i överensstämmelse med artikel 26.5 i förordning 2015/1222.

#### **Artikel 17**

##### **Regler för att dela förmågan att hantera energiflödet i kritiska nätelement**

Sammanlänkningsringar ingående i CCR Hansa är de enda kritiska nätelement som beaktas vid kapacitetsberäkningen. Inga av dessa element, eller deras förmåga att hantera energiflöden, delas mellan elområdesgränser inom CCR Hansa, i enlighet med artikel 21.1.b.vi i förordning 2015/1222, eller mellan CCR Hansa och andra kapacitetsberäkningsregioners elområdesgränser i enlighet med artikel 21.1.b.vii.

#### **Artikel 18**

##### **Reservförfarande för kapacitetsberäkning**

I det fall kapacitetsberäkning ej kan utföras av den samordnade kapacitetsberäknaren för CCR Hansa, ska de berörda systemansvariga för överföringssystem inom CCR Hansa ömsesidigt utföra en beräkning av samt enas om kapacitet mellan elområden. De systemansvariga för överföringssystem inom CCR Hansa ska enskilt tillämpa metoden för kapacitetsberäkning och den slutliga kapaciteten mellan elområden ska fastställas genom tillämpning av minimivärdet för den beräknade kapaciteten, av de systemansvariga för överföringssystem inom CCR Hansa vid berörd elområdesgräns. Berörda systemansvariga för överföringssystem inom CCR Hansa ska lämna information om dessa kapaciteter till den samordnade kapacitetsberäknaren för CCR Hansa och övriga systemansvariga för överföringssystem inom CCR Hansa.

### **AVDELNING 4**

#### **Slutbestämmelser**

#### **Artikel 19**

##### **Införande**

1. Införande av denna metod för kapacitetsberäkning ska ske stegvis med nedanstående milstolpar:
  - a. Samordnad kapacitetsberäknare för CCR Hansa är utsedd och i drift i enlighet med artikel 27.2 i förordning 2015/1222.
  - b. Införande av metod för gemensam nätmodell.
  - c. Flödesbaserade metoder för kapacitetsberäkning för CCR Core och CCR Nordic har införts, inklusive avancerad hybridkoppling för sammanlänkningsringar inom CCR Hansa.
  - d. Metoden för kapacitetsberäkning inom tidsramen för dagen före-marknaden införs. En provperiod på 6 månader av metoden ska samordnas med CCR Nordic och CCR Core, i enlighet med artikel 20.8.
  - e. Lösningen med en gemensam intradagskoppling (SIDC) kan tillämpa flödesbaserade parametrar, och berörda systemansvariga för överföringssystem och de nominerade elmarknadsoperatörernas processer har anpassats utifrån detta.
  - f. Metoden för kapacitetsberäkning inom tidsramen för intradagsmarknaden införs.
2. I överensstämmelse med artikel 19.1.a, med samordnad kapacitetsberäknare för CCR Hansa utsedd och har tagits i drift, ska den samordnade kapacitetsberäknaren för CCR Hansa beräkna kapaciteten mellan elområden medan de systemansvariga för överföringssystem inom CCR Hansa överlämnar

resultaten från sina kapacitetsberäkningar av växelströmsnätet till den samordnade kapacitetsberäknaren för CCR Hansa, baserat på aktuella metoder. Minsta kapacitet som har beräknats ska gälla och tillämpas av den samordnade kapacitetsberäknaren för CCR Hansa. Resultaten av kapaciteten mellan elområden ska valideras av varje systemansvarig för överföringssystem inom CCR Hansa för deras egna elområdesgränser. Den samordnade kapacitetsberäknaren för CCR Hansa tillhandahåller validerad kapacitet mellan elområden till mekanismen för tilldelning.

3. I överensstämmelse med artikel 19.1.b, med införandet av en gemensam nätmodell för två dagar före, dagen före, samt intradag, ska de systemansvariga för överföringssystem inom CCR Hansa att använda indata från samma gemensamma nätmodell i sina kapacitetsberäkningsprocesser som berör CCR Hansa. Detta säkerställer att prognoser över efterfrågan, produktion och ledningstillgänglighet stämmer överens, och därmed förbättras samordningen av kapacitetsberäkningen.
4. I överensstämmelse med artikel 19.1.c, med införandet av flödesbaserade metoder för kapacitetsberäkning för CCR Core och CCR Nordic med tillämpning av avancerad hybridkoppling, kommer inverkan från sammanlänkningsregioner inom CCR Hansa på växelströmsnätet att vara marknadsdriven, vilket säkerställer lika behandling av elområdesgränserna inom CCR Hansa och elområdesgränser inom angränsande kapacitetsberäkningsregioner. Till dess att denna metod för kapacitetsberäkning för CCR Hansa har införts fullt ut för dagen före-marknaden, i det fall avancerad hybridkoppling inte ännu har införts i alla angränsande kapacitetsberäkningsregioner, eller i det fall de flödesbaserade metoderna för kapacitetsberäkning för angränsande kapacitetsberäkningsregioner inte tar med ett urval av kritiska nätelement som har betydelse för utbyten med CCR Hansa, kommer de systemansvariga för överföringssystem inom CCR Hansa att följa kapacitetsberäkningen som avses i artikel 19.3 gentemot berörd angränsande kapacitetsberäkningsregion. Detta innebär att processen för kapacitetsberäkning kommer att tillämpas för elområdesgränserna inom CCR Hansa även efter det att CCR Core har infört flödesbaserade metoder för kapacitetsberäkning med användning av standardhybridkoppling (SHC). Innan avancerad hybridkoppling ersätter beräkning av nettoöverföringskapacitet som tillämpas av de systemansvariga för överföringssystem inom CCR Hansa på vardera sida om sammanlänkningarna tillhörande CCR Hansa, ska en provperiod på 6 månader samordnas med CCR Nordic och CCR Core enligt krav ställda i artikel 20.8 i förordning 2015/1222.
5. I och med tillämpningen av flödesbaserad metod för gemensam intradagskoppling och anpassning av processerna för berörda systemansvariga för överföringssystem inom CCR Hansa och för berörda nominerade elmarknadsoperatörer, kommer det inte att finnas behov av att omvandla flödesbaserade parametrar till tillgänglig överföringskapacitet för intradagsmarknaden, och därmed kan metoden för kapacitetsberäkning för CCR Hansa inom tidsramen för intradagsmarknaden införas fullt ut, efter en provperiod på 6 månader som erfordras i enlighet med artikel 20.8 i förordning 2015/1222.

## Artikel 20

### Språk

1. Referensspråket för denna metod för kapacitetsberäkning ska vara engelska.
2. För att undvika tveksamheter då systemansvariga för överföringssystem inom kapacitetsberäkningsregion Hansa behöver översätta detta förslag till sina nationella språk ska de berörda systemansvariga för överföringssystem inom kapacitetsberäkningsregion Hansa, i händelse av inkonsekvens mellan den engelska version som publiceras av systemansvariga för överföringssystem, i enlighet med artikel 9.14 i förordning 2015/1222 och en version på ett annat språk, tillhandahålla en uppdaterad översättning av detta förslag till de berörda nationella tillsynsmyndigheterna inom kapacitetsberäkningsregion Hansa, i enlighet med nationell lagstiftning.

## Bilaga 1

### Motivering av tillämpning och metod för beräkning av tilldelningsbegränsningar för PSE enligt artikel 8.3

Tilldelningsbegränsningar i Polen tillämpas i enlighet med artikel 8.3 i förslaget till gemensam metod för samordnad kapacitetsberäkning. Dessa begränsningar speglar förmågan hos polska generatorer att öka produktionen (eventuella begränsningar i exportriktningen) eller minska produktionen (eventuella begränsningar i importriktningen), som berör tekniska egenskaper hos enskilda produktionsenheter såväl som behovet av att bibehålla en miniminivå av produktionsreserver som erfordras för hela elkraftsystemet i Polen för att säkerställa en säker drift. Ytterligare förklaring till detta ges nedan i följande delar av denna bilaga.

#### Anledningen till införande av tilldelningsbegränsningar för PSE:s område

Införande av tilldelningsbegränsningar som tillämpas för PSE:s område hör ihop med det faktum att under de villkor som gäller den integrerade tidplansbaserade marknadsmodellen som tillämpas i Polen (även benämnt centralt dirigeringsystem), är det ansvar som de systemansvariga för överföringssystem i Polen har avseende balansen i systemet avsevärt större i jämförelse med det generella ansvar som systemansvariga för överföringssystem i så kallade marknadsmodeller med system för självdirigering har. Det senare definieras vanligtvis som tidsplan fram till och med en timme innan (inklusive realtidsdrift), medan detta för PSE som systemansvarig för överföringssystem i Polen är utökat till kort tidsplan (intradag och dagen före). Därmed innehar PSE ansvaret, vilket inom marknader med själv-dirigering tilldelas de leverantörer av balanstjänster (BRP). Detta är också anledningen till att PSE ansvarar för att säkerställa produktionsreserver för hela det polska elkraftsystemet, vilket resulterar i införandet av tilldelningsbegränsningar om detta anses nödvändigt för att säkerställa driftsäkerheten i det polska elkraftsystemet genom tillgänglig produktionskapacitet för reglering av kapacitet uppåt och nedåt och restförbrukning<sup>4</sup>. På marknader med självdirigering förväntas de leverantörer av balanstjänster själva hantera sina produktionsreserver och efterföljande last, medan de systemansvariga för överföringssystem säkerställer dessa enbart för att hantera oförutsedda händelser inom tidsramen fram till och med en timme innan. För att kunna bibehålla en balans mellan produktion och förbrukning på en marknad med central dirigering, dirigerar de systemansvariga för överföringssystem produktionsenheter med beaktande av respektive driftsbegränsningar, överföringsbegränsningar, samt krav på reserver. Detta genomförs genom en integrerad planeringsprocess som ett optimeringsproblem benämnt security constrained unit commitment (SCUC) och security constrained economic dispatch (SCED). Därmed säkerställer dessa två metoder (d.v.s. marknader med självdirigering samt central dirigering) liknande nivå av genomförbarhet avseende överföringskapacitet som erbjuds marknaden baserat på produktionskapacitet.

Det har nämnts ovan att systembetingad tolkning av alla nätkoder erfordras för att säkerställa en sammanhängande tillämpning. I förordning 2017/1485, inbegriper definitionerna av specifika drifttillstånd rollen som betydande nätanvändare (kraftproduktionsmoduler och förbrukningsenheter). För att vara i 'normaldrifttillstånd', kräver ett överföringssystem en tillräcklig mängd aktiv och reaktiv effekt för att kunna kompensera för eventuella oförutsedda händelser (artikel 18) – eventuell påverkan av sådana faktorer på den gränsoverskridande handeln har nämnts ovan. Gränser för driftsäkerhet enligt förordning 2017/1485 är ej specificerat som fastställda ramar, eftersom artikel 25 ställer krav på varje systemansvarig för överföringssystem att gränser för driftsäkerhet ska specificeras för varje element ingående i deras överföringssystem, med beaktande av som minst följande fysiska egenskaper (...). Definitionen av oförutsedda händelser i förordning 2015/1222 (identifierad och möjlig, eller fel på element som redan har inträffat, vilket inte bara inbegriper element i överföringssystemet utan också betydande nätanvändare samt element i distributionsnätet om detta berör driftsäkerheten för överföringssystemet) överensstämmer därmed med ovanstående ramverk inom förordning 2017/1485, samt visar på att förordning 2015/1222 borde inbegripa omständigheter som berör produktion och last.

Med avseende på hur PSE upphandlar balansreserver, bör nämnas att förordning 2017/2195 tillåter att de systemansvariga för överföringssystem tillämpar integrerade planeringsprocesser där energi och reserver upphandlas samtidigt (ingående egenskap hos system för central dirigering). I detta fall kräver säkerställandet av tillräckliga reserver en gräns avseende hur mycket el som totalt kan importeras eller exporteras av systemet (vilket förklaras mer i detalj nedan). Om förordning 2015/1222 tolkas som att denna utesluter en sådan lösning

<sup>4</sup> Restförbrukning syftar på den del av en slutkonsumenters förbrukning som ej omfattas av affärsavtal (egenplanering av produktion).

samt föreskriver att en systemansvarig för överföringssystem erbjuder kapacitet även om detta leder till otillräckliga reserver, skulle detta innebära att man kan bortse från bestämmelserna som anges i förordning 2017/2195 och därmed göra det omöjligt, eller åtminstone svårare, att efterleva förordning 2017/1485.

### **Specificering av överträdelser av säkerhetsgränser i det fall tilldelningsbegränsning ej tillämpas**

Med avseende på begränsningar som tillämpas för att säkerställa en tillräcklig mängd driftrelaterade reserver, om ett av de sammanlänkade systemen lider brist på tillräcklig mängd reserver i händelse av oförväntat avbrott eller oplanerade förändringar av last (gäller centrala dirigeringsystem), kan det finnas en stående avvikelse från planerade utbyten mellan de berörda systemansvariga för överföringssystem. Sådana avvikelser kan leda till obalans i hela synkronområdet, samt leda till att systemfrekvensen avviker från sin nominella nivå. Även om gränserna för frekvenser inte följaktligen överträds, aktiveras avvikelserna frekvenshållningsreserverna, som därmed ej finns tillgängliga för andra oförutsedda händelser, om detta krävs enligt utförandet. Om en annan oförutsedd händelse uppstår, kan konsekvensen bli att frekvensen lätt överskrider sin säkerhetsgräns vilket leder till ytterligare negativa konsekvenser. Detta innebär att en sådan situation kan leda till överträdelse av gränserna för driftsäkerhet och måste därmed förebyggas genom att bibehålla erforderliga reserver inom alla elområden, så att en systemansvarig för överföringssystem ej avviker från sin tidsplan på lång sikt (d.v.s. mer än 15 minuter, inom vilken tid frekvensåterställningsreserver ska aktiveras fullt ut av en systemansvarig för överföringssystem). Slutligen, oförmåga att bibehålla planerad balans för området till följd av otillräckliga driftrelaterade reserver leder följaktligen till okontrollerbara förändringar i energiflödena, vilket kan utlösa överbelastning på ledningar (d.v.s. överskrider de termiska gränsvärdena) och som en konsekvens kan detta leda till en uppdelning i systemet med olika frekvensvärden i varje delsystem. Ovanstående problem påverkar PSE på ett annorlunda sätt i jämförelse med andra systemansvariga för överföringssystem mot bakgrund av de anledningar som beskrivs i följande stycke.

### **PSE:s roll avseende erhålla balans i systemet**

PSE dirigerar direkt alla större produktionsenheter i Polen, med beaktande av deras driftsmässiga egenskaper och överföringsbegränsningar för att täcka den last som PSE har prognostiserat, med hänsyn tagen till krav på tillräcklig mängd reserver. För att uppfylla denna uppgift, använder PSE en driftplaneringsprocess, som påbörjas tre år före med relevant samordning av översyn (underhåll) och som fortgår genom årliga, månadsvisa, samt veckovisa uppdateringar till dagen före SCUD och SCED. Resultaten för dagen före-marknaden uppdateras regelbundet inom tidsramen för intradag fram till och med realtidsdrift.

Inom den årliga tidsramen, försöker PSE att fördela översyn med ingående underhållsåtgärder som krävs av generatorer, jämt över året på ett sådant sätt att genomsnittliga minsta marginal för produktionsreserv året före<sup>5</sup> avseende prognostiserad förbrukning, inklusive tidigare tilldelad kapacitet på sammanlänknings, hålls på en genomsnittlig nivå för varje månad. De månadsvisa och veckovisa uppdateringarna syftar till att bibehålla en viss reservmarginal för varje dag<sup>6</sup>, om så är möjligt. Denna process innefattar också planering av underhållsåtgärder på nätet, i syfte att på vederbörligt sätt beakta eventuella begränsningar från nätdriften.

Processen för dagen före SCUC syftar till att uppnå ett börvärde av momentan reserv<sup>7</sup> (eller snabb aktivering, inom Polen i nuläget innefattar detta endast enheter i pumpkraftanläggningar), marginal för varje timme under nästkommande dygn, vilket möjliggör reglering uppåt och nedåt. Detta inbegriper frekvensstyrning och effektstyrning som har avtalats på förhand som en stödtjänst. Resterande mängd av denna reserv kommer från nyttjande av balanseringsbud, som obligatoriskt ska lämnas in av alla produktionsenheter med central dirigering (i princip innefattar detta alla enheter med anslutning till överföringsnätet samt större enheter anslutna till 110 kV, undantaget kraftvärmeverk då dessa huvudsakligen drivs beroende av efterfrågan på värme). Resterande produktion tas i beaktande som planerad av ägarna, vilket med tanke på dess stabila egenskaper (värmekraftverk, mindre värme- och vattenkraftverk) anses vara en praktisk lösning. Enda undantaget från denna regel avser vindkraft, vilket på grund av dess labila egenskaper prognostiseras av PSE. Därmed har PSE rätt att nyttja tillgänglig produktion via central dirigering för normal drift för att bibehålla

<sup>5</sup> Marginalen för produktionsreserver regleras av de polska nätföreskrifterna och är för närvarande på 18% (punkt II.4.3.4.18). Detta är föremål för ändring beroende på de resultat som erhålls vid framtagning av driftplaneringsprocesser.

<sup>6</sup> Marginalen för produktionsreserver för månadsvis och veckovis samordning regleras också av de polska nätföreskrifterna (punkt II.4.3.4.18) och är för närvarande på 17% respektive 14%.

<sup>7</sup> Börvärdet: 9% över prognostiserad förbrukning för reglering uppåt och 500 MW för reglering nedåt. Dessa värden regleras av de polska nätföreskrifterna (punkt 4.3.4.19) och är föremål för ändring.

balansen i systemet. Kraven på negativa reserver under perioder med låg belastning (nattetid) beaktas också såväl som potentiell drift från pumpkraftanläggningar, om detta är rimligt.

Uppdateringar av SCUC/SCED under driftsdygnet tar hänsyn till eventuella förändringar i systemet (oplanerade avbrott samt eventuella begränsningar i produktionsenheter och nätelement, uppdaterade prognoser av last och vind etc.). Detta tillåter att man bibehåller momentan reserv inom tidsramen en timme före på en miniminivå av 1 000 MW, vilket innebär en potentiell förlust av den största produktionsenheten, för närvarande 850 MW (föremål för ändring allteftersom nya anläggningar tas i drift) och ca 150 MW från frekvensstyrda reserver (frekvenshållningsreserver) vilket är PSE:s del i RGCE.

#### Fastställande av tilldelningsbegränsningar i Polen

Vid fastställande av tilldelningsbegränsningar beaktar de polska systemansvariga för överföringssystem senast erhållen information om de tidigare nämnda tekniska egenskaperna hos produktionsenheter, prognostiserad last i elkraftsystem, samt minsta reservmarginal som krävs för hela det polska elkraftsystemet för att säkerställa en säker drift och terminsavtal avseende import/export som måste beaktas med avseende på tidigare tilldelad kapacitet.

Tilldelningsbegränsningar avser båda riktningar, med oberoende värden för varje marknadstidsenhet, samt enskilt för vardera riktning av import till Polen respektive export från Polen.

Begränsningar beräknas för varje timme enligt nedanstående formel:

$$\text{EXPORT}_{\text{constraint}} = P_{CD} - (P_{NA} + P_{ER}) + P_{NCD} - (P_L + P_{UPres}) \quad (1)$$

$$\text{IMPORT}_{\text{constraint}} = P_L - P_{DOWNres} - P_{CDmin} - P_{NCD} \quad (2)$$

Där:

$P_{CD}$	Summan av tillgänglig produktionskapacitet från enheter med central dirigering enligt verifiering av generatorer <sup>8</sup>
$P_{CDmin}$	Summan av tekniska minimivärden från produktionsenheter i drift med central dirigering
$P_{NCD}$	Summan av tidsplaner för produktionsenheter som inte har central dirigering, som tillhandahålls av generatorer (avseende vindkraftparker: prognos utförd av PSE)
$P_{NA}$	Ej tillgänglig produktion till följd av nätbegränsningar (planerade såväl som oplanerade avbrott och/eller förväntade överbelastningar).
$P_{ER}$	Justering av otillgänglig produktion till följd av problem som ej har verifierats av generatorer, prognostiserat av PSE på grund av särskilda omständigheter (t.ex villkor för kylning eller förlängd översynsperiod)
$P_L$	Prognos över förbrukning utförd av PSE
$P_{UPres}$	Minsta mängd reserver för reglering uppåt
$P_{DOWNres}$	Minsta mängd reserver för reglering nedåt

<sup>8</sup> Observera att de produktionsenheter som hålls utanför marknaden på grundval av strategiska avtal om reserver med den systemansvariga för överföringssystem ej beaktas i detta beräkning.



Nedanstående bilder 1 och 2 visar processen för praktiskt fastställande av tilldelningsbegränsningar inom ramverket för beräkning av överföringskapacitet inom tidsramen för dagen före. Bilderna illustrerar hur en prognos över balansen inom elkraftsystemet i Polen tas fram för varje timme för nästkommande dygn av den systemansvariga för överföringssystem dagen före under förmiddagen, för att fastställa mängden reserver av produktionskapacitet som finns tillgänglig för respektive eventuell export och import, inom tidsramen för dagen före-marknaden. Samma metod tillämpas på motsvarande sätt för intradagsmarknaden.

Tilldelningsbegränsning i exportriktningen kan tillämpas då  $\Delta\text{Export}$  är lägre än summan av överföringskapaciteten på alla sammanlänknings för export i Polen. Tilldelningsbegränsning i importriktningen kan tillämpas då  $\Delta\text{Import}$  är lägre än summan av överföringskapaciteten på alla sammanlänknings för import i Polen.

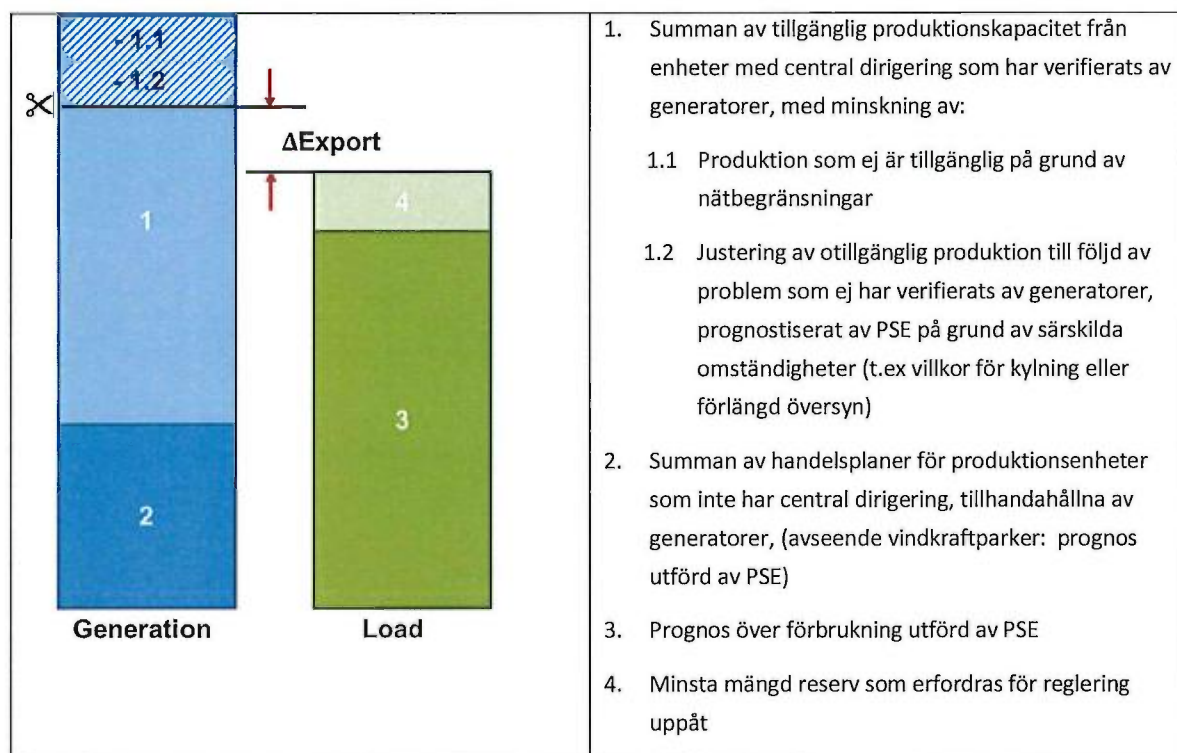


Bild 1: Fastställande av tilldelningsbegränsningar för exportriktningen (produktionskapacitet tillgänglig för eventuell export) inom ramverket för beräkning av överföringskapacitet för dagen före.

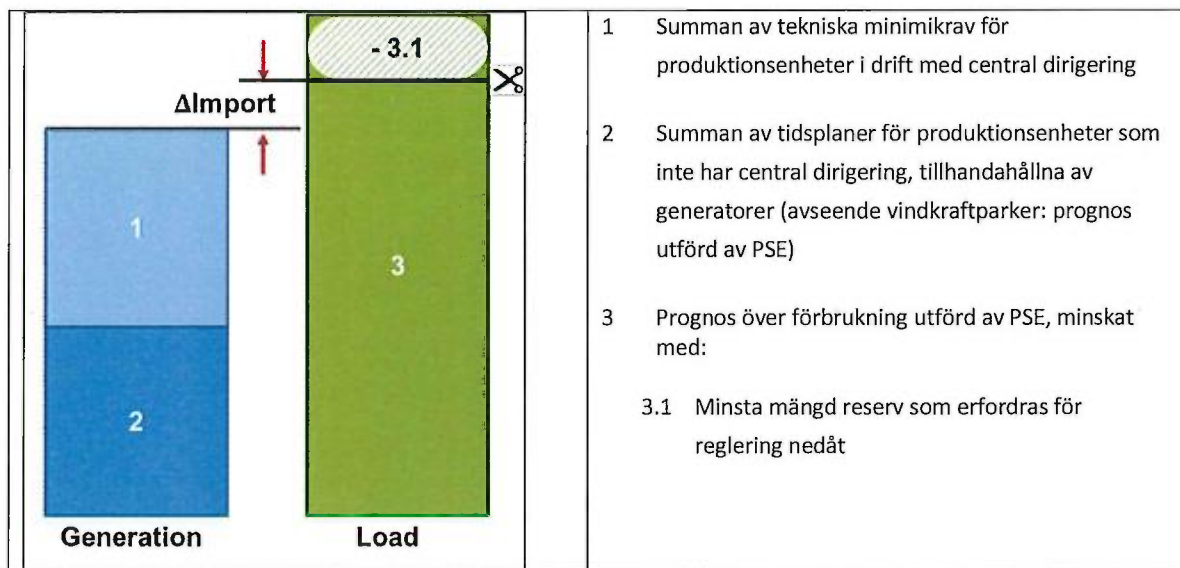


Bild 2: Fastställande av tilldelningsbegränsningar i importriktning (reserver från produktionskapacitet tillgänglig för eventuell import) inom ramverket för beräkning av överföringskapacitet för dagen före.

#### Frekvens för förnyad bedömning

Tilldelningsbegränsningar fastställs genom tillämpning av en kontinuerlig process som baseras på senast erhållen information, inom varje tidsram för kapacitetstilldelning, från längre fram till dagen före och intradag. I processen för dagen före, sker beräkning under förmiddagen av D-1, vilket resulterar i oberoende värden för varje marknadstidsenhet, samt enskilt avseende import till Polen och export från Polen.

#### Inverkan av tilldelningsbegränsningar på gemensam dagen före-koppling och gemensam intradagskoppling

Tilldelningsbegränsningar i form av tilldelningsbegränsningar som tillämpas av PSE har ingen negativ effekt på processen för marknadskoppling inom tidstramen för dagen före och intradag. Med avseende på behovet av att säkerställa tillräcklig tillgång på produktion och produktionsreserver inom det polska elkraftsystemet av PSE som systemansvarig för överföringssystem, som agerar i enlighet med marknadsmodellen för central dirigering, samt det faktum att PSE ej köper in driftrelaterade reserver innan marknadskopplingsprocessen vilket innebär begränsningar på maximal import och export inom marknadskopplingsprocessen – vid behov – är detta det mest effektiva sättet att förena systemsäkerhet med handelsmöjligheter. Denna metod leder till att åtminstone samma nivå på produktionskapacitet tillhandahålls i gränsöverskridande handel som i ett system med självdirigering, där reserver köps in på förhand av leverantörerna av balanstjänster eller av de systemansvariga för överföringssystem, så att dessa heller inte deltar i gränsöverskridande handel. Vidare innebär detta att man kan undvika konkurrens mellan den systemansvariga för överföringssystem och marknadsaktörer avseende produktionsresurser.

Det ska understrykas att tilldelningsbegränsningar som tillämpas i Polen inte har någon inverkan på något av länderna inom regionen Hansa avseende energiutbyte, då dessa begränsningar endast påverkar export och/eller import för Polen. Därmed kommer transitleverans via Polen vara möjligt i det fall tilldelningsbegränsningar tillämpas.

#### Inverkan av tilldelningsbegränsningar på angränsande kapacitetsberäkningsregioner

Tilldelningsbegränsningar fastställs för hela det polska elkraftsystemet, vilket innebär att de tillämpas samtidigt för alla kapacitetsberäkningsregioner inom vilka PSE innehar minst en elområdesgräns (d.v.s. Core, Baltic och Hansa).

Det ska understrykas att denna lösning har visat sig vara den mest effektiva tillämpningen av tilldelningsbegränsningar. Skulle man beakta tilldelningsbegränsningar enskilt för varje kapacitetsberäkningsregion, skulle detta kräva att PSE delar upp de globala tilldelningsbegränsningarna till delvärden relaterade till kapacitetsberäkningsregionerna, vilket skulle vara mindre effektivt än att bibehålla

2018-10-23

2017-10-18 97-00304

det globala värdet. Under de timmar som Polen inte har förmågan att införliva ytterligare elkraft utifrån till följd av överträdelse av kraven på minsta produktion nedåt, eller då Polen inte har möjlighet att exportera ytterligare elkraft till följd av otillräckliga produktionsreserver för uppåtgående riktning, kan den polska infrastrukturen emellertid fortfarande – och så sker – användas för transitleverans, vilket ökar handelsmöjligheterna samt de välfärdsekonomiska aspekterna inom alla berörda kapacitetsberäkningsregioner.

**Tidsperioder då tilldelningsbegränsningar tillämpas**

Enligt beskrivning ovan, fastställs tilldelningsbegränsningar genom en kontinuerlig process för varje tidsram för kapacitetstilldelning, så att dessa kan tillämpas för alla maknadstidsenheter (timmar) inom respektive tilldelningsdag.

**Anledning till varför tilldelningsbegränsningar inte på ett effektivt sätt kan omvandlas till kapacitet för enskilda gränser erbjudna på marknaden**

Tillämpning av tilldelningsbegränsningar syftar till att säkerställa en ekonomisk effektivitet för marknadskopplingsmekanismen på dessa sammanlänknings, samtidigt som säkerhetskraven på elförsörjning till konsumenter uppfylls. Om produktionsvillkoren som anges ovan skulle reflekteras i form av kapacitet mellan elområden som erbjuds av PSE i form av lämpliga anpassningar av överföringskapacitet över gränserna, skulle detta innebära att PSE skulle behöva gissa sig till den mest sannolika marknadsriktningen (import och/eller export på enskilda sammanlänknings) och följaktligen minska kapaciteten mellan elområden i dessa riktningar. Med metoden för samordnad nettoöverföringskapacitet skulle detta behöva utföras i form av en minskning av tillgänglig överföringskapacitet för varje elområdesgräns. Emellertid, från marknadsaktörernas synpunkt, till följd av de ingående osäkerheterna i marknadsresultaten, skulle en sådan metod vara förenad med risken för en bristfällig uppdelning av tilldelningsbegränsningar på enskilda sammanlänknings – övervärderat för en sammanlänkning och undervärderat för en annan och tvärtom. Följaktligen innebär tillämpning av tilldelningsbegränsningar för att hantera de övergripande balanseringsbegränsningarna i Polen under tilldelningsfasen den mest effektiva användningen av infrastrukturen för överföring, d.v.s. helt i linje med prisskillnaderna på enskilda marknader.