



**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**

26 april 2021

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	6
AVDELNING 1 Metod för kapacitetsberäkning inom tidsramen för dagen före-marknaden	7
Artikel 4 Matematisk beskrivning	7
Artikel 5 Metod för urval av kritiska nätelement och regler för att undvika otillbörlig diskriminering mellan interna utbyten och utbyten mellan elområden.....	10
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	11
Artikel 8 Metod för fastställande av tilldelningsbegränsningar	12
Artikel 9 Metod för fastställande av produktfördelningsnycklar	13
Artikel 10 Metod för fastställande av avhjälpande åtgärder som ska beaktas vid kapacitetsberäkning	13
Artikel 11 Regler för att beakta tidigare tilldelad kapacitet mellan elområden inom tidsramen för dagen före-marknaden	13
AVDELNING 2 Metod för kapacitetsberäkning inom tidsramen för intradagsmarknaden.....	14
Artikel 12 Matematisk beskrivning.....	14
Artikel 13 Frekvens för förnyad bedömning av kapacitet inom tidsramen för intradagsmarknaden	17
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	17
Artikel 15 Regler för att beakta tidigare tilldelad kapacitet mellan elområden inom tidsramen för intradagsmarknaden	17
AVDELNING 3 Gemensamma bestämmelser som tillämpas inom tidsramarna för både dagen före- och intradagsmarknaderna	17
Artikel 16 Metod för validering av kapacitet mellan elområden.....	17
Artikel 17 Regler för att dela förmågan att hantera energiflödet i kritiska nätelement	18
Artikel 18 Reservförfarande för kapacitetsberäkning	18
AVDELNING 4 Slutbestämmelser	18
Artikel 19 Införande.....	18
Artikel 20 Språk.....	19
Bilaga 1 Motivering av tillämpning och metod för beräkning av tilldelningsbegränsningar för PSE enligt artikel 8.3	20

ALLA SYSTEMANSVARIGA FÖR ÖVERFÖRINGSSYSTEM INOM KAPACITETSBERÄKNINGSREGION HANSA,

2021-05-25

2020-100128-0008

MED BEAKTANDE AV FÖLJANDE SKÄL:

- (1) I detta dokument beskrivs en gemensam metod framtagen av de systemansvariga för överföringssystem inom kapacitetsberäkningsregion (nedan kallad CCR) Hansa, som avses i ACER-beslutet¹.
- (2) Denna gemensamma metod för samordnad kapacitetsberäkning (nedan kallad CCM) för CCR 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 kallad CACM-förordningen), kommissionens förordning (EU) 2017/1485 om fastställande av riktlinjer för driften av elöverföringssystem (nedan kallad SO-förordningen) samt Europaparlamentets och rådets förordning (EU) 2019/943 av den 5 juni 2019 om den inre marknaden för el (nedan kallad elmarknadsförordningen) liksom kommissionens beslut (EU) 2020/2123 av den 11 november 2020 om undantag för den kombinerade nätlösningen Kriegers Flak (nedan kallad KF CGS) i enlighet med artikel 64 i förordning (EU) 2019/943².
- (3) Syftet med CACM förordningen är samordning och harmonisering av kapacitetsberäkning och kapacitetstilldelning på dagen före- samt intradagsmarknader.
- (4) I enlighet med artikel 20.2 i CACM förordningen ställs följande krav på denna CCM:
”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 CCM ska lämnas in för samråd i enlighet med artikel 12 i CACM förordningen.
- (5) Denna CCM innefattar alla de krav som anges i artikel 21.1, 21.2 samt 21.3 i CACM förordningen.
- (6) I enlighet med artikel 14.1 och 14.2 i CACM förordningen ska alla systemansvariga för överföringssystem i CCR Hansa beräkna kapaciteten mellan elområden för åtminstone tidsramarna för dagen före- och intradagsmarknaderna. 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 för CCR Hansa bidrar till och hindrar inte på något sätt uppnåendet av målen i artikel 3 i CACM förordningen.
- (8) Denna CCM för CCR Hansa är baserad på en metod för samordnad nettoöverföringskapacitet³ (CNTC) med en stark koppling till angränsande kapacitetsberäkningsregioner⁴. Eftersom elområdesgränserna i CCR Hansa, inklusive den tyska – västdanska gränsen med växelströmsledning, utgörs av radiella sammanlänkningslinjer, är en flödesbaserad CCM inte mer verkningsfull än den föreslagna metoden för samordnad nettoöverföringskapacitet, under förutsättning att driftsäkerhetsnivån är densamma inom hela Hansa-regionen. I enlighet med artikel 20.7 i CACM-förordningen 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 inges för godkännande till de nationella tillsynsmyndigheterna inom CCR Hansa tillsammans med detta förslag till CCM.

¹ ACER:s definition 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

² Kommissionens beslut (EU) 2020/2123 av den 11 november 2020 om att bevilja Förbundsrepubliken Tyskland och Konungariket Danmark ett undantag för den kombinerade nätlösningen Kriegers Flak i enlighet med artikel 64 i Europaparlamentets och rådets förordning (EU) 2019/943 <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/SV/TXT/?uri=CELEX%3A32020D2123&qid=1608200554462>

³ CNTC syftar på en metod för nettoöverföringskapacitet där samordning sker genom tillämpning av en gemensam nätmodell och där beräkning utförs av den samordnade kapacitetsberäknaren.

⁴ I detta förslag till CCM syftar angränsande kapacitetsberäkningsregioner på CCR Nordic och CCR Core, från CCR Hansas perspektiv.

- (9) Detta förslag till metod för CCR Hansa säkerställer en optimal användning av överföringskapaciteten, då den drar fördel av de flödesbaserade metoder för kapacitetsberäkning som samtidigt tas fram inom CCR Nordic och CCR Core för att visa begränsningarna i växelströmsnätet. Användningen av kapaciteten på sammanlänknings- och kapaciteten på växelströmsnätet inom CCR Hansa är på detta sätt integrerad fullt ut, vilket leder till rättvis konkurrens om den begränsade kapaciteten i systemet samt optimal användning av systemet. Det finns ingen förbestämd eller statisk uppdelning av kapaciteten hos kritiska nätelement, och flödet på sammanlänknings- 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 ger 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 som har integrerats med de metoder som används inom de angränsande kapacitetsberäkningsregionerna.
- (11) Denna CCM för CCR Hansa är avsedd att tillämpas fullt ut i situationer där avancerad hybridkoppling har införts inom en flödesbaserad kapacitetsberäkning i CCR Nordic och CCR Core enligt dessa två regioners flödesbaserade metoder för kapacitetsberäkning. Tillämpningen av avancerad hybridkoppling säkerställer att elområdesgränserna inom CCR Hansa behandlas på lika villkor som elområdesgränserna 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 leder följaktligen till att marknadsaktörerna får en bättre förståelse samt till att transparensen och informationens tillförlitlighet ökar för CCR Hansas elområdesgränser.
- (13) CCM för CCR Hansa förutser ett stegvis införande till ett läge där såväl CCR Nordic som CCR Core tillämpar avancerad hybridkoppling. I händelse av att avancerad hybridkoppling ännu inte har införts i någon av de angränsande kapacitetsberäkningsregionerna, eller i det fall de flödesbaserade metoderna för kapacitetsberäkning i dessa regioner 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. Vid tillämpning av standardhybridkoppling beaktas förväntade flöden över elområdesgränserna inom CCR Hansa i de tillgängliga marginalerna för kritiska nätelement inom den flödesbaserade metoden för CCR Core, vilket är mindre effektivt än att tillämpa avancerad hybridkoppling där behov inte föreligger.
- (14) Genom denna CCM för CCR Hansa förutsätter de systemansvariga för överföringssystem inom CCR Hansa tillämpningen av avancerad hybridkoppling inom de angränsande kapacitetsberäkningsregionerna Nordic och Core. 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) Denna CCM för CCR Hansa har ingen negativ inverkan på framtagningen av metoder för kapacitetsberäkning inom angränsande kapacitetsberäkningsregioner, och kan utvecklas dynamiskt tillsammans med den framtida utvecklingen och sammanslagningen av kapacitetsberäkningsregioner. Därmed utgör denna CCM för CCR Hansa inget hinder för en effektiv långsiktig drift inom CCR Hansa och/eller angränsande kapacitetsberäkningsregioner, och inte heller för överföringssystemets utveckling i EU.
- (16) I och med att denna CCM för CCR Hansa anpassas till de flödesbaserade metoder för kapacitetsberäkning som tillämpas inom angränsande kapacitetsberäkningsregioner hanteras urvalet, inkluderingen och motiveringen av berörda nätelement och oförutsedda händelser, inställningen av effektlöden på kritiska nätelement till följd av avhjälpande åtgärder såväl som den matematiska beskrivningen av beräkningen av fördelningsfaktorer för kraftöverföring samt beräkningen av tillgängliga marginaler på kritiska nätelement för de angränsande växelströmsnäten inom ramen för de angränsande kapacitetsberäkningsregionernas metoder för kapacitetsberäkning.

- (17) I enlighet med artikel 27.2 i CACM förordningen ska CCR Hansa inrätta en samordnad kapacitetsberäknare senast fyra månader efter de beslut om kapacitetsberäkningsmetoder som avses i artiklarna 20 och 21 i CACM förordningen. Den samordnade kapacitetsberäknaren i CCR Hansa kommer att ha ansvaret för att beräkna den kapacitet mellan elområden som avses i denna CCM.
- (18) Denna CCM för CCR Hansa är i linje med artikel 16.8 i elmarknadsförordningen, i vilken det anges att systemansvariga för överföringssystem inte får begränsa den mängd sammanlänkningskapacitet som ska göras tillgänglig för marknadsaktörer för att lösa överbelastning inom sitt eget elområde eller som ett sätt att hantera flöden som är en följd av interna transaktioner inom elområden. Detta ska anses vara uppfyllt när minst 70 % av överföringskapaciteten är tillgänglig för handel mellan elområden samtidigt som driftssäkerhetsgränserna respekteras med beaktande av oförutsedda händelser, i enlighet med CACM-förordningen. I kommissionens beslut (EU) 2020/2123 av den 11 november 2020 om undantag för KF CGS i enlighet med artikel 64 i förordning (EU) 2019/943 anges att denna minimiprocentsats inte ska tillämpas på den totala överföringskapaciteten, med hänsyn tagen till gränserna för driftsäkerhet efter avdrag för oförutsedda händelser. I stället bör den endast tillämpas på den återstående kapaciteten efter det att all kapacitet som förväntas krävas för överföringen av produktionen från de vindkraftparker som är anslutna till KF-systemet till land har dragits av (nedan kallad restkapacitet). Undantaget för KF CGS tas upp i hela denna CCM.

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

Artikel 1

Syfte och tillämpningsområde

1. Enligt artikel 20.2 i CACM-förordningen ska alla systemansvariga för överföringssystem i varje kapacitetsberäkningsregion lämna in ett förslag till en gemensam metod för samordnad kapacitetsberäkning inom respektive region.
2. I detta dokument fastställs en gemensam metod för samordnad kapacitetsberäkning för alla elområdesgränser i 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 CACM-förordningen, i elmarknadsförordningen, i förordning (EU) nr 543/2013 om inlämnande och offentliggörande av uppgifter på elmarknaderna samt i kommissionens beslut (EU) 2020/2123 av den 11 november 2020 om undantag för KF CGS i enlighet med artikel 64 i förordning (EU) 2019/943.

I detta förslag till CCM tillämpas dessutom följande definitioner:

- 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 överföringen (TRM) är lika med noll, är NTC lika med den totala överföringskapaciteten (TTC).
 - b. Avancerad hybridkoppling är en förbättring av den flödesbaserade metoden för kapacitetsberäkning, med en mer detaljerad modellering av den inverkan som sammanlänkningskopplingar med högspänd likström (HVDC) har på flöden på växelströmsnät. Den gör det möjligt för elområden med nettoöverföringskapacitet att konkurrera om den begränsade mängd kapacitet som finns inom det flödesbaserade området och tvärtom. Därmed blir det också möjligt att inom algoritmen för kapacitetstilldelning ekonomiskt optimera flödena över elområdesgränser med nettoöverföringskapacitet på lika villkor som flöden i flödesbaserade områden. Med tanke på dess radiella topologi ska avancerad hybridkoppling också användas för att visa utbyten över elområdesgränserna DK1-DE/LU 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 ATC lika med nettoöverföringskapaciteten (NTC).
 - d. CCR Hansas sammanlänkning utgörs antingen av en eller flera radiella likströmsledning eller en kombination av radiella växelströmsledning 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 krävs av sammanhanget:
 - a. Singularformen omfattar även pluralformen och omvänt.
 - b. Rubriker anges endast för att underlätta läsningen och påverkar inte tolkningen av förslaget.
 - c. Hänvisningar till "artiklar" syftar på artiklar i detta dokument, om inte annat anges.
 - d. Hänvisningar till lagstiftning, förordningar, direktiv, förelägganden, handlingar, föreskrifter eller övriga antagna dokument omfattar varje ändring, utvidgning eller nytt antagande av dem när de 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, i god 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 CACM-förordningen, samt i god tid före tidsgränsen för garanterad kapacitet på dagen före- och intradagsmarknaden, lämna nedanstående uppgifter för varje marknadstidsenhet (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 artiklarna 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.
 - 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 onödigt dröjsmål, i enlighet med artiklarna 11 och 15.
5. På grundval av de 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 i artiklarna 4 och 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 kapaciteten mellan elområden för elområdesgränserna inom CCR Hansa.
7. I det fall kapacitetsberäkning inte kan utföras av den samordnade kapacitetsberäknaren för CCR Hansa ska reservförfarandet för kapacitetsberäkning enligt artikel 18 tillämpas.
8. Den samordnade kapacitetsberäknaren ska överlämna resultaten från kapacitetsberäkningen till de systemansvariga för överföringssystem inom CCR Hansa, som validerar dem i enlighet med de principer som anges i artikel 16.
9. I enlighet med artiklarna 46 och 58 i CACM-förordningen ska den samordnade kapacitetsberäknaren säkerställa att validerad kapacitet och tilldelningsbegränsningar mellan elområden överlämnas till berörda nominerade elmarknadsoperatörer före tidsgränsen för garanterad kapacitet på dagen före- och intradagsmarknaden.

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. Kapaciteten 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 inte 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.
		TTC för en likströmsledning specificeras på följande sätt:
		$TTC_{i,A \rightarrow B} = \alpha_i \cdot P_{i,max\ thermal} * (1 - \beta_{i,Loss,A \rightarrow B})$
$AAC_{i,A \rightarrow B}$:=	Tidigare tilldelad och utsedd kapacitet för en likströmsledning i i riktning $A \rightarrow B$ i enlighet med artikel 11.
$AAC_{i,B \rightarrow A}$:=	Tidigare tilldelad och utsedd kapacitet för en likströmsledning i i riktning $B \rightarrow A$ i enlighet med artikel 11.
α_i	:=	Tillgänglighetsfaktor för utrustning specificerad genom planerade och oplanerade avbrott, α_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 i riktning $A \rightarrow B$, kan vara ett annat värde beroende på α_i . I händelse av implicit hantering av bortfall sätts förlustfaktorn till noll men tas i beaktande som en tilldelningsbegränsning i enlighet med artikel 8.

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

Tillgänglig överföringskapacitet $ATC_{AC,A \rightarrow B}$ över en elområdesgräns som är ansluten med växelströmsledningar i riktning $A \rightarrow B$ 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 växelströmssammanlänkning inom CCR Hansa 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 en elområdesgräns i riktning $A \rightarrow B$ tillhandahållen på dagen före-marknaden.

- $TTC_{A \rightarrow B}$:= Total överföringskapacitet för en elområdesgräns i riktning $A \rightarrow B$. Den totala överföringskapaciteten fastställs på följande sätt:
1. Belastningsflöden beräknas genom tillämpning av den gemensamma nätmodellen och produktionsfördelningsnycklar i enlighet med artikel 9.
 2. Vid bedömningen av belastningen på enskilda kretsar i sammanlänkningen inom CCR Hansa, och för att beakta säkerhetskriteriet N-1, upprepas stegen under punkt 3 och 4 med avbrott på varje enskild krets på sammanlänkningen inom CCR Hansa, varvid minsta totala överföringskapacitet på varje sammanlänkning inom CCR Hansa och i vardera riktningen fastställs som den totala överföringskapaciteten i den angivna riktningen.
 3. Produktionsfördelningsnycklarna tillämpas för att öka nettopositionen för elområde A och samtidigt minska nettopositionen för elområde B med motsvarande mängd tills en eller flera kretsar i sammanlänkningen 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 $A \rightarrow B$, i enlighet med artikel 6.
- $AAC_{A \rightarrow B}$:= Tidigare tilldelad och utsedd kapacitet för en elområdesgräns i riktning $A \rightarrow B$, i enlighet med artikel 11.
- $AAC_{B \rightarrow A}$:= Tidigare tilldelad och utsedd kapacitet för en elområdesgräns i riktning $B \rightarrow A$, i enlighet med artikel 11.

3. Nedanstående matematiska beskrivning tillämpas endast vid beräkning av tillgänglig överföringskapacitet (ATC) på 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:

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

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

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

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

$$\begin{aligned} ATC_{\text{KF CGS,DE} \rightarrow \text{DK}} &= 0 \\ ATC_{\text{KF CGS,DK} \rightarrow \text{DE}} &= 0 \end{aligned}$$

Där

DE	:= Elområde DE/LU.
DK	:= Elområde DK2.
$ATC_{\text{KF CGS,DE} \rightarrow \text{DK}}$:= Tillgänglig överföringskapacitet för KF CGS i riktning DE/LU \rightarrow DK2 tillhandahållen på dagen före-marknaden.
$AAC_{\text{KF CGS,DE} \rightarrow \text{DK}}$:= Tidigare tilldelad och utsedd kapacitet för KF CGS i riktning DE/LU \rightarrow DK2, i enlighet med artikel 11.
$AAC_{\text{KF CGS,DK} \rightarrow \text{DE}}$:= Tidigare tilldelad och utsedd kapacitet för KF CGS i riktning DK2 \rightarrow DE/LU, i enlighet med artikel 11.
$AAC^{\text{Wind DE}}$:= Förväntad produktion vid de havsbaserade vindkraftparkerna (OWF) i de systemansvarigas prognoser som är en del av elområde DE/LU och ansluten till KF CGS, i enlighet med artikel 11.
$AAC^{\text{Wind DK}}$:= Förväntad produktion vid de havsbaserade vindkraftparkerna (OWF) i de systemansvarigas prognoser som är en del av elområde DK2 och ansluten till KF CGS, i enlighet med artikel 11.
$CP_{\text{OWF, DE}}$	Anslutningspunkt för havsbaserad vindkraftpark med anslutning inom elområde DE/LU till KF CGS.
$CP_{\text{OWF, DK}}$	Anslutningspunkt för havsbaserad vindkraftpark med anslutning inom elområde DK2 till KF CGS.
$LOSS_{\text{DE}}$:= Effektförluster mellan anslutningspunkt för KF CGS i elområde DE/LU och $CP_{\text{OWF, DE}}$
$LOSS_{\text{XB}}$:= Effektförluster mellan anslutningspunkt för $CP_{\text{OWF, DK}}$ och $CP_{\text{OWF, DE}}$
$LOSS_{\text{DK}}$:= Effektförluster mellan anslutningspunkt för KF CGS i elområde DK2 och $CP_{\text{OWF, DK}}$
α_i	:= Tillgänglighetsfaktor för utrustning, specificerad genom planerade och oplanerade avbrott, α_i , vilket motsvarar ett reellt tal mellan och inklusive 0 och 1.
$P_{\max \text{ thermal,DE}}$:= Värme kapacitet för ledningssträcka från elområde DE/LU till $CP_{\text{OWF, DE}}$
$P_{\max \text{ thermal,XB}}$:= Värme kapacitet för ledningssträcka från $CP_{\text{OWF, DK}}$ till $CP_{\text{OWF, DE}}$
$P_{\max \text{ thermal,DK}}$:= Värme kapacitet för ledningssträcka från elområde DK2 till $CP_{\text{OWF, DK}}$

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 ingå i en sammanlänkning inom CCR Hansa.
2. Kritiska nätelement i angränsande växelströmsnät, som speglar flödenas växelverkan 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) i CACM-förordningen 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 möjlig.

Artikel 6

Metod för fastställande av säkerhetsmarginal för överföring

1. Metoden för fastställande av säkerhetsmarginal för överföring gäller endast gränser med anslutning till växelströmsledning 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 kapacitetsberäkningen och verkliga energiflöden i realtid, och anger därefter de osäkerheter som ska beaktas i kapacitetsberäkningen.
3. I enlighet med artikel 22.2 i CACM-förordningen 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 till osäkerhet som behöver beaktas vid fastställande av säkerhetsmarginal för överföring.
4. Beräkningen av säkerhetsmarginalen för överföring utgörs av följande steg:
 - a. Identifiering av osäkerhetskällor vid varje beräkning av total överföringskapacitet. Beräkningen 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 en befintlig databas används som utgångspunkt. Tidsserien omfattar ett lämpligt tidsspänn från förfluten tid som ger en betydande och representativ mängd data.
 - c. Faltning av de enskilda sannolikhetsfördelningarna och härledning av säkerhetsmarginalens värde från den faltade sannolikhetsfördelningen. Den 90:e percentilen tas från den faltade sannolikhetsfördelningen.
5. Indata till beräkningen av säkerhetsmarginalen för överföring, enligt artikel 6.4 a, ska samordnas och gemensamt godkännas av berörda systemansvariga för överföringssystem inom CCR Hansa för att säkerhetsmarginalen ska härledas på ett harmoniserat sätt från sannolikhetsfördelningen i enlighet med artikel 22.3 i CACM-förordningen.
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 CACM-förordningen 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 SO-förordningen. 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 CACM-förordningen. I synnerhet ska de systemansvariga för överföringssystem inom CCR Hansa beakta godtagbara driftsförhållanden för säker nät drift, t.ex. termiska gränsvärden och gränsvärden för spänning, kortslutningsström, frekvens och dynamisk stabilitet.
2. Termiska gränsvärden för kritiska nätelement inom CCR Hansa beaktas vid beräkningen av total överföringskapacitet enligt artikel 4 inom tidsramen för dagen före-marknaden och artikel 12 inom tidsramen för intradagsmarknaden.
3. Det förväntas att gränser för driftsäkerhet och oförutsedda händelser på kritiska nätelement i angränsande växelströmsnät, som speglar flödenas växelverkan mellan sammanlänkningarna i CCR Hansa och växelströmsnäten, 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 enlighet med artikel 8.1.

Artikel 8

Metod för fastställande av tilldelningsbegränsningar

1. I enlighet med artikel 23.3.a eller b i CACM-förordningen har de systemansvariga för överföringssystem inom CCR Hansa, utöver aktiva gränser för energiflöden på sammanlänknings i CCR Hansa, möjlighet att tillämpa tilldelningsbegränsningar under kapacitetstilldelningsfasen för att hålla överföringssystemet inom gränserna för driftsäkerhet när de 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 att det finns tillräckliga produktionsreserver för säker systemdrift.
 - c. Maximal flödesändring på likströmsledning och KF CGS mellan marknadstidsenheter (rampbegränsningar).
 - d. Implicita förlustfaktorer på likströmsledning.
2. I enlighet med artikel 8.1 a kan en minsta produktionsnivå krävas inom ett elområde för att säkerställa att ett minsta antal generatorer är i drift inom systemet för att leverera den reaktiva effekt som krävs för spänningsstöd eller som en skyddsåtgärd för att erhålla tillräcklig tröghet för att säkerställa dynamisk stabilitet.
3. I enlighet 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 anges i bilaga 1.
4. I enlighet 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 den maximala förändringen av likströmsflöden och KF CGS marknadsflöden mellan marknadstidsenheter (MTU) (max. MW/MTU per sammanlänkning i CCR Hansa).
5. I enlighet med artikel 8.1 d säkerställer en implicit förlustfaktor på likströmsledning vid kapacitetstilldelning, i händelse av implicit hantering av förlust, att likströmsledningen inte överför något flöde såvida inte den välfärdsekonomiska vinsten överstiger kostnaderna för motsvarande förluster.
6. Om en, flera eller alla systemansvariga för överföringssystem inom CCR Hansa planerar att tillämpa en eller flera av de tilldelningsbegränsningar som avses i artikel 8.1 på Hansas elområdesgränser ska de berörda systemansvariga inom CCR Hansa informera marknadsaktörerna, övriga systemansvariga inom CCR Hansa och alla tillsynsmyndigheter inom CCR Hansa om de planerade tilldelningsbegränsningarna, åtföljt av detaljerade beskrivningar och motiveringar för tilldelningsbegränsningarna, senast två månader före den planerade tillämpningen av dessa tilldelningsbegränsningar.
7. De systemansvariga för överföringssystem i CCR Hansa ska rapportera statistiska indikatorer avseende kapacitet mellan elområden, när så är lämpligt inklusive tilldelningsbegränsningar för varje tidsram för kapacitetsberäkning, som en del av en rapport vartannat år om kapacitetsberäkning och kapacitetstilldelning i enlighet med artikel 31 i CACM-förordningen. På begäran av de nationella tillsynsmyndigheterna inom CCR Hansa ska de systemansvariga i CCR Hansa tillhandahålla ytterligare information om tilldelningsbegränsningar.
8. De nominerade elmarknadsoperatörerna ska dokumentera och rapportera skuggpriserna 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 artiklarna 46 och 58 i CACM-förordningen.

Artikel 9

Metod för fastställande av produktfördelningsnycklar

1. För beräkning av total överföringskapacitet för radiella växelströmsledningarna enligt artikel 4.2 ska produktionsfördelningsnycklarna för berörda elområden specificeras i förslagen till CCM i angränsande kapacitetsberäkningsregioner som tillämpar en flödesbaserad metod för kapacitetsberäkning. Dessa produktionsfördelningsnycklar tillämpas för att visa fördelningen av energiflöde på CCR Hansas sammanlänkningsregioner inom CCR Hansa.
2. Flödenas växelverkan mellan sammanlänkningarna i CCR Hansa och angränsande växelströmsnät återges i motsvarande flödesbaserade parametrar i 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 gränserna för driftsäkerhet inte överskrider i situationer där båda nedanstående förhållanden gäller:
 - a. En vindkraftparks förväntade produktion överskrider det utfall på dagen före-marknaden som förväntas av de systemansvariga för överföringssystem i CCR Hansa.
 - b. Den totala överföringskapaciteten gentemot motsvarande elområde för denna vindkraftpark används som underlag för det förväntade utfallet på marknaden för denna vindkraftpark, nominerade långsiktiga överföringsrättigheter samt utbyten inom tidsramarna för dagen före- och intradagsmarknaderna.
3. Varje systemansvarig för överföringssystem i CCR Hansa ska i enlighet med artikel 25.1 i CACM-förordningen 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 i enlighet med artikel 29.1 i CACM-förordningen.
4. Varje systemansvarig för överföringssystem inom CCR Hansa ska säkerställa att avhjälpande åtgärder beaktas vid kapacitetsberäkning, på de villkoren att övriga tillgängliga avhjälpande åtgärder, tillsammans med säkerhetsmarginalen, är tillräckliga för att säkerställa driftsäkerheten i enlighet med artikel 25.4 i CACM-förordningen.
5. Varje systemansvarig för överföringssystem inom CCR Hansa ska säkerställa att de avhjälpande åtgärder som ska beaktas i kapacitetsberäkningen är samma för tidsramarna för dagen före och intradagsmarknaderna i enlighet med artikel 25.6 i CACM-förordningen, med hänsyn tagen till deras tekniska tillgänglighet för varje tidsram för kapacitetsberäkning.
6. I enlighet med artikel 25.2 och 25.3 i CACM-förordningen 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 inom CCR Hansa. Alla systemansvariga inom CCR Hansa ska enas om användningen av avhjälpande åtgärder som kräver åtgärder från mer än en systemansvarig inom CCR Hansa.
7. Enligt reglerna för anpassning av energiflöden ska den samordnade kapacitetsberäknaren för CCR Hansa, då avhjälpande åtgärder används i enlighet med denna CCM, anpassar kapaciteten på sammanlänkningarna i CCR Hansa där de avhjälpande åtgärderna har en inverkan i endera riktningen, i enlighet med artikel 21.1 b iv i CACM-förordningen.

Artikel 11

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

1. Inom tidsramen för dagen före-marknaden ska de systemansvariga för överföringssystem i CCR Hansa ta hänsyn till tidigare tilldelad kapacitet mellan elområden (AAC) enligt följande:

- a. Kapacitet tilldelad för nominerade fysiska överföringsrättigheter (PTR).
 - b. Kapacitet tilldelad för utbyte av stödtjänster mellan elområden, i enlighet med artiklarna 40, 41 eller 42 i kommissionens förordning (EU) 2017/2195, om fastställande av riktlinjer för balanshållning avseende el, undantaget stödtjänster i enlighet med artikel 22.2 a i CACM-förordningen.
 - c. Avseende KF CGS motsvarar AAC^{Wind} den förväntade produktionen från de havsbaserade vindkraftparkerna baserat på prognoser från berörda systemansvariga för överföringssystem i CCR Hansa.
2. Tidigare tilldelad kapacitet ska beaktas på dagen före-marknaden enligt de matematiska beskrivningarna i artikel 4.

AVDELNING 2

Metod för kapacitetsberäkning inom tidsramen för intradagsmarknaden

Artikel 12

Matematisk beskrivning

1. Nedanstående matematiska beskrivning tillämpas vid beräkning av tillgänglig överföringskapacitet på likströmsledning mellan elområden. Kapaciteten 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 inte 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 intradagsmarknaden.
$TTC_{i,A\rightarrow B}$:=	Total överföringskapacitet på en likströmsledning i riktning $A\rightarrow B$. Total överföringskapacitet motsvarar full kapacitet på likströmsledningen då inga fel förekommer på sammanlänkningen inom CCR Hansa, inklusive omriktarstationer.
		Total överföringskapacitet för en likströmsledning specificeras på följande sätt:
		$TTC_{i,A\rightarrow B} = \alpha_i \cdot P_{i,max\ thermal} * (1 - \beta_{i,Loss,A\rightarrow B})$
$AAC_{i,A\rightarrow B}$:=	Tidigare tilldelad och utsedd kapacitet för en likströmsledning i i riktning $A\rightarrow B$ i enlighet med artikel 15.
$AAC_{i,B\rightarrow A}$:=	Tidigare tilldelad och utsedd kapacitet för en likströmsledning i i riktning $B\rightarrow A$ i enlighet med artikel 15.
α_i	:=	Tillgänglighetsfaktor för utrustning specificerad genom planerade och oplanerade avbrott, α_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 i riktning $A\rightarrow B$, kan vara ett annat värde beroende på α_i . I händelse av implicit hantering av bortfall sätts förlustfaktorn till noll men tas i beaktande som en tilldelningsbegränsning i enlighet med artikel 14.

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

Tillgänglig överföringskapacitet $ATC_{AC,A\rightarrow B}$ över en elområdesgräns som är ansluten med växelströmsledningar i riktning $A\rightarrow B$ 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 växelströmssammanlänkning inom CCR Hansa 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 en elområdesgräns i riktning $A\rightarrow B$ tillhandahållen på intradagsmarknaden.

- $TTC_{A \rightarrow B}$:= Total överföringskapacitet för en elområdesgräns i riktning $A \rightarrow B$. Den totala överföringskapaciteten fastställs på följande sätt:
1. Belastningsflöden beräknas genom tillämpning av den gemensamma nätmodellen och produktionsfördelningsnycklar i enlighet med artikel 9.
 2. Vid bedömningen av belastningen på enskilda kretsar i sammanlänkningsområdet inom CCR Hansa, och för att beakta säkerhetskriteriet N-1, upprepas stegen under punkt 3 och 4 med avbrott på varje enskild krets på sammanlänkningsområdet inom CCR Hansa, varvid minsta totala överföringskapacitet på varje sammanlänkning inom CCR Hansa och i vardera riktningen fastställs som den totala överföringskapaciteten i den angivna riktningen.
 3. Produktionsfördelningsnycklarna tillämpas för att öka nettopositionen för elområde A och samtidigt minska nettopositionen för elområde B med motsvarande mängd tills en 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 $A \rightarrow B$, i enlighet med artikel 14.
- $AAC_{A \rightarrow B}$:= Tidigare tilldelad och utsedd kapacitet för en elområdesgräns i riktning $A \rightarrow B$, i enlighet med artikel 15.
- $AAC_{B \rightarrow A}$:= Tidigare tilldelad och utsedd 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 följande formel:

$$\begin{aligned}
 ATC_{KF\ CGS,DE \rightarrow DK} = & \alpha_i \cdot \min \left(\min \left(1 + \text{Loss}_{DE} + \text{Loss}_{XB} \right. \right. \\
 & \left. \left. + \frac{\min(AAC_{Wind,DE}, P_{max\ thermal,DE} \times \text{Loss}_{DE})}{1 + \text{Loss}_{XB} P_{max\ thermal,DE}}, \right. \right. \\
 & \left. \left. P_{max\ thermal,DE} \right), \frac{1 + \text{Loss}_{XB} P_{max\ thermal,DE}}{1 + \text{Loss}_{XB}}, P_{max\ thermal,DK} \right) \\
 & - AAC_{Wind} - AAC_{KF\ CGS,DE \rightarrow DK} + AAC_{KF\ CGS,DK \rightarrow DE\ DK}
 \end{aligned}$$

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

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

I det fall KF CGS inte 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:

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

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

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 intradagsmarknaden.
$AAC_{KF\ CGS,DE\rightarrow\ DK}$:= Tidigare tilldelad och utsedd kapacitet för KF CGS i riktning DE/LU \rightarrow DK2, i enlighet med artikel 15.
$AAC_{KF\ CGS,DK\rightarrow\ DE}$:= Tidigare tilldelad och utsedd kapacitet för KF CGS i riktning DK2 \rightarrow DE/LU, i enlighet med artikel 15.
$AAC_{Wind\ DE}^{Wind}$:= Förväntad produktion vid de havsbaserade vindkraftparkerna (OWF) i de systemansvarigas prognoser som är en del av elområde DE/LU och ansluten till KF CGS, i enlighet med artikel 15.
$AAC_{Wind\ DK}^{Wind}$:= Förväntad produktion vid de havsbaserade vindkraftparkerna (OWF) i de systemansvarigas prognoser som är en del av elområde DK2 och ansluten till KF CGS, i enlighet med artikel 15.
$CP_{OWF, DE}$	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 $CP_{OWF, DK}$
α_i	:= Tillgänglighetsfaktor för utrustning, specificerad genom planerade och oplanerade avbrott, α_i , vilket motsvarar ett reellt tal mellan och inklusive 0 och 1.
$P_{\max\ thermal,DE}$:= Värmekapacitet för ledningssträcka från elområde DE/LU till $CP_{OWF, DE}$
$P_{\max\ thermal,XB}$:= Värmekapacitet för ledningssträcka från $CP_{OWF, DK}$ till $CP_{OWF, DE}$
$P_{\max\ thermal,DK}$:= Värmekapacitet 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. Vid 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 CCM för CCR Hansa har godkänts ska de systemansvariga för överföringssystem inom CCR Hansa informera marknaden om när kapacitet mellan elområden släpps på intradagsmarknaden. Om kapacitet mellan elområden släpps på marknaden efter öppningstiden för kapacitetstilldelning mellan elområden för den gemensamma intradagskopplingen (SIDC) lämnas en motivering 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 avhjälpande åtgärder som ska beaktas vid kapacitetsberäkning

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

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 följande:
 - a. Kapacitet tilldelad för nominerade fysiska överföringsrättigheter (PTR).
 - b. Kapacitet tilldelad för utbyte av stödtjänster mellan elområden, i enlighet med artiklarna 40, 41 eller 42 i förordning (EU) 2017/2195, undantaget stödtjänster i enlighet med artikel 22.2.a i CACM-förordningen.
 - c. Kapacitet nominerad till dagen före-marknaden.
 - d. Avseende KF CGS motsvarar AAC^{Wind} den förväntade produktionen från de havsbaserade vindkraftparkerna baserat på prognoser från berörda systemansvariga för överföringssystem i CCR Hansa.
2. Tidigare tilldelad kapacitet ska beaktas på intradagsmarknaden i enlighet med de matematiska beskrivningarna i artikel 12.

AVDELNING 3

Gemensamma bestämmelser som tillämpas inom tidsramarna för både dagen före- och intradagsmarknaderna

Artikel 16

Metod för validering av kapacitet mellan elområden

1. Med hänvisning till artikel 26.1 i CACM-förordningen ska varje systemansvarig för överföringssystem i CCR Hansa validera och ha rätt att korrigera den kapacitet mellan elområden som tillhandahålls av den samordnade kapacitetsberäknaren, avseende elområdesgränser med direkt relevans för systemansvariga i CCR

Hansa.

2. Eftersom endast sammanlänkningslinjer i CCR Hansa ingår som kritiska nätelement i kapacitetsberäkningen för CCR Hansa, i enlighet med artikel 5, berörs inte CCR Hansa av en situation där ett internt nätelement med växelström kräver korrigerande av tillgänglig kapacitet mellan elområden.
3. Med hänvisning till artikel 26.3 i CACM-förordningen får varje systemansvarig för överföringssystem inom CCR Hansa av driftsäkerhetsskäl minska kapaciteten mellan elområden under den validering som avses i artikel 16.1.
4. Varje systemansvarig för överföringssystem inom CCR Hansa ska validera kapaciteten mellan elområden genom att kontrollera att rätt indata, lämnade av den systemansvariga inom CCR Hansa i enlighet med artikel 29.1 i CACM-förordningen, används. De systemansvariga inom CCR Hansa kan använda valideringsverktyg och utföra sina egna beräkningar genom tillämpning av en gemensam nätmodell.
5. En ökning av kapaciteten mellan elområden som föreslås under valideringen 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 de systemansvariga för överföringssystem i CCR Hansa av den samordnade kapacitetsberäknaren i CCR Hansa och 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 inom CCR Hansa. I det fall en systemansvarig inom CCR Hansa korrigerar kapacitet ska denna lämna en motivering till den samordnade kapacitetsberäknaren och övriga systemansvariga i CCR Hansa.
8. Under valideringen ska samordning ske mellan den samordnade kapacitetsberäknaren för CCR Hansa och angränsande samordnade kapacitetsberäknare i enlighet med artikel 26.4 i CACM-förordningen. De ska åtminstone utbyta information om korrigeringar av kapaciteten mellan elområden.
9. I det fall kapaciteten vid en viss elområdesgräns korrigeras kontinuerligt av de systemansvariga för överföringssystem inom CCR Hansa ska dessa systemansvariga utvärdera kapacitetsberäkningen, inklusive metoden för kapacitetsberäkning, samt om möjligt anpassa denna för att minska behovet av korrigeringar framöver.
10. Den samordnade kapacitetsberäknaren i CCR Hansa ska var tredje månad rapportera alla minskningar som gjorts under valideringen av kapacitet mellan elområden till alla nationella tillsynsmyndigheter i CCR Hansa. Denna rapport ska innehålla uppgift om plats och mängd för varje minskning av kapacitet mellan elområden och skälen till minskningarna, i enlighet med artikel 26.5 i CACM-förordningen.

Artikel 17

Regler för att dela förmågan att hantera energiflödet i kritiska nätelement

1. Sammanlänkningslinjer 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 CACM-förordningen, eller mellan CCR Hansa och andra kapacitetsberäkningsregioners elområdesgränser i enlighet med artikel 21.1 b vii.

Artikel 18

Reservförfarande för kapacitetsberäkning

1. I det fall kapacitetsberäkningen inte kan utföras av den samordnade kapacitetsberäknaren för CCR Hansa ska de berörda systemansvariga för överföringssystem inom CCR Hansa ömsesidigt beräkna och enas om kapacitet mellan elområden. De systemansvariga inom CCR Hansa ska var och en för sig tillämpa metoden för kapacitetsberäkning. Den slutliga kapaciteten mellan elområden ska fastställas genom tillämpning av minimivärdet för den kapacitet som de systemansvariga inom CCR Hansa har beräknat vid berörd elområdesgräns. Berörda systemansvariga inom CCR Hansa ska lämna information om dessa kapaciteter till den samordnade kapacitetsberäknaren för CCR Hansa samt till övriga systemansvariga inom CCR Hansa.

AVDELNING 4 Slutbestämmelser

Artikel 19 Införande

1. Denna CCM ska införas stegvis med nedanstående delmål:
 - a. Den samordnade kapacitetsberäknaren för CCR Hansa utses och tas i drift i enlighet med artikel 27.2 i CACM-förordningen.
 - b. Metoden för den gemensamma nätmodellen införs.
 - c. De flödesbaserade metoderna för kapacitetsberäkning i CCR Core och CCR Nordic införs, inklusive avancerad hybridkoppling för sammanlänkningsregioner inom CCR Hansa.
 - d. Metoden för kapacitetsberäkning inom tidsramen för dagen före-marknaden införs. I enlighet med artikel 20.8 i CACM-förordningen ska metoden provas ut under 6 månader i samordning med CCR Nordic och CCR Core.
 - e. Lösningen med en gemensam intradagskoppling (SIDC) kan tillämpa flödesbaserade parametrar, och processerna för berörda systemansvariga för överföringssystem och nominerade elmarknadsoperatörer anpassas utifrån detta.
 - f. Metoden för kapacitetsberäkning inom tidsramen för intradagsmarknaden införs.
2. När en samordnad kapacitetsberäknare för CCR Hansa har utsetts och tagits i drift i enlighet med artikel 19.1 a ska kapacitetsberäknaren beräkna kapaciteten mellan elområden, medan de systemansvariga för överföringssystem inom CCR Hansa överlämnar resultaten från sina kapacitetsberäkningar av växelströmsnätet till kapacitetsberäknaren, baserat på aktuella metoder. Den beräknade minimikapaciteten ska gälla och tillämpas av den samordnade kapacitetsberäknaren för CCR Hansa. Den resulterande kapaciteten mellan elområden ska valideras av varje systemansvarig för överföringssystem inom CCR Hansa för deras egna elområdesgränser. Den samordnade kapacitetsberäknaren för CCR Hansa tillhandahåller den validerade kapaciteten mellan elområden till mekanismen för kapacitetstilldelning.
3. När en gemensam nätmodell för två dagar före-, dagen före- och intradagsmarknaderna har införts i enlighet med artikel 19.1 b ska de systemansvariga för överföringssystem inom CCR Hansa tillämpa indata från samma gemensamma nätmodell i sin kapacitetsberäkning för CCR Hansa. Detta säkerställer att prognoser över efterfrågan, produktion och ledningstillgänglighet stämmer överens, vilket förbättrar samordningen av kapacitetsberäkningen.
4. När de flödesbaserade metoderna för kapacitetsberäkning i CCR Core och CCR Nordic har införts i enlighet med artikel 19.1 c, med tillämpning av avancerad hybridkoppling, kommer inverkan på växelströmsnätet från sammanlänkningarna inom CCR Hansa att vara marknadsdriven, vilket säkerställer att elområdesgränserna inom CCR Hansa och elområdesgränserna i angränsande kapacitetsberäkningsregioner behandlas lika. Till dess att denna CCM för CCR Hansa har införts fullt ut på dagen före-marknaden, i det fall avancerad hybridkoppling ännu inte har införts i alla angränsande kapacitetsberäkningsregioner eller i det fall de flödesbaserade metoderna för kapacitetsberäkning för angränsande kapacitetsberäkningsregioner inte omfattar ett urval av kritiska nätelement som har betydelse för utbyten med CCR Hansa, ska de systemansvariga för överföringssystem inom CCR Hansa följa den kapacitetsberäkning som beskrivs i artikel 19.3 i förhållande till denna 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. Innan avancerad hybridkoppling ersätter den beräkning av nettoöverföringskapacitet som tillämpas av de systemansvariga för överföringssystem inom CCR Hansa på vardera sidan om CCR Hansas sammanlänkningsregioner, ska metoden provas ut under 6 månader i samordning med CCR Nordic och CCR Core i enlighet med kraven i artikel 20.8 i CACM-förordningen.
5. I och med tillämpningen av en flödesbaserad metod för gemensam intradagskoppling och anpassningen av processerna för berörda systemansvariga för överföringssystem inom CCR Hansa och för berörda nominerade elmarknadsoperatörer finns det inget behov av att omvandla flödesbaserade parametrar till begränsningar för tillgänglig överföringskapacitet på intradagsmarknaden. Därmed kan metoden för kapacitetsberäkning för CCR Hansa inom tidsramen för intradagsmarknaden införas fullt ut, efter den provperiod på 6 månader som krävs i enlighet med artikel 20.8 i CACM-förordningen.

Artikel 20 Språk

1. Referensspråket för denna CCM ska vara engelska.
2. För att undvika tveksamheter då systemansvariga för överföringssystem inom CCR Hansa behöver översätta detta förslag till sina nationella språk, ska dessa systemansvariga i enlighet med nationell lagstiftning tillhandahålla de berörda nationella tillsynsmyndigheterna inom CCR Hansa en uppdaterad översättning av detta förslag vid inkonsekvens mellan den engelska version som offentliggörs av de systemansvariga i enlighet med artikel 9.14 i CACM-förordningen och en version på ett annat språk.

2021-05-25

2020-100128-0008

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 polska generatorers förmåga att öka produktionen (eventuella begränsningar i exportriktningen) eller minska produktionen (eventuella begränsningar i importriktningen), med förbehåll för enskilda produktionsenheters tekniska egenskaper, såväl som behovet av att bibehålla en miniminivå av produktionsreserver som krävs för att säkerställa säker drift i hela Polens elkraftssystem. Detta förklaras ytterligare nedan.

Anledningen till införande av tilldelningsbegränsningar för PSE:s område

Införandet av tilldelningsbegränsningar för PSE:s område har att göra med att det ansvar som polska systemansvariga för överföringssystem har för balansen i systemet, enligt villkoren i Polens integrerade tidplansbaserade marknadsmodell (även kallat centralt dirigeringsystem), är avsevärt större än det generella ansvar som systemansvariga har i marknadsmodeller med system för självdirigering. Tidsramen för de sistnämnda är normalt upp till timmen före (inklusive realtidsdrift), medan detta för PSE som systemansvarig i Polen är utökat till kort tidsram (intradag och dagen före). Därmed innehar PSE det ansvar som på marknader med självdirigering tilldelas balansansvariga parter. Detta är också anledningen till att PSE måste säkerställa produktionsreserver för hela det polska elkraftssystemet, vilket resulterar i införandet av tilldelningsbegränsningar om detta krävs för att säkerställa driftsäkerheten i det polska elkraftssystemet genom tillgänglig produktionskapacitet för reglering av kapacitet uppåt eller nedåt samt restförbrukning⁵. På marknader med självdirigering förväntas de balansansvariga parterna själva hantera sina produktionsreserver och efterföljande last, medan de systemansvariga för överföringssystem enbart säkerställer dessa för att hantera oförutsedda händelser inom tidsramen upp till timmen före. För att 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 och krav på reserver. Detta genomförs genom en integrerad planeringsprocess som ett optimeringsproblem som kallas *security constrained unit commitment* (SCUC) och *security constrained economic dispatch* (SCED). Därmed säkerställer dessa två metoder (d.v.s. marknader med självdirigering respektive central dirigering) liknande möjligheter att erbjuda marknaden överföringskapacitet baserat på produktionskapacitet.

Det nämndes ovan att det krävs en systembetingad tolkning av alla nätföreskrifter för att tillämpningen ska bli enhetlig. I SO-förordningen inbegriper definitionerna av specifika systemdrifttillstånd funktionen betydande nätanvändare (kraftproduktionsmoduler och förbrukningsanläggningar). För att vara i "normaldrifttillstånd" kräver ett överföringssystem tillräckliga aktiva och reaktiva reserver för att kunna kompensera eventuella oförutsedda händelser (artikel 18 i SO-förordningen) – sådana faktorer eventuella inverkan på den gränsöverskridande handeln har nämnts ovan. Gränserna för driftsäkerhet enligt SO-förordningen har inte heller fastställda ramar, eftersom varje systemansvarig för överföringssystem enligt artikel 25 i SO-förordningen ska fastställa gränserna för driftsäkerhet för varje element i sitt överföringssystem, med beaktande av åtminstone följande fysikaliska egenskaper (...). Definitionen av oförutsedd händelse i CACM-förordningen (möjligt fel som identifierats eller fel som redan inträffat i ett element, inbegripet inte bara element i överföringssystemet utan även betydande nätanvändare och element i distributionsnät om dessa är relevanta för överföringssystemets driftsäkerhet) överensstämmer därmed med ovanstående ramverk i SO-förordningen. Det visar också att tillämpningen av CACM-förordningen bör inbegripa omständigheter som rör produktion och last.

Med avseende på hur PSE upphandlar balansreserver bör det nämnas att förordning (EU) 2017/2195 gör det möjligt för systemansvariga för överföringssystem att tillämpa 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 för hur mycket el som totalt kan importeras eller exporteras av systemet (vilket förklaras mer i detalj nedan). Om CACM-förordningen tolkas som att denna utesluter en sådan lösning samt kräver att en systemansvarig för överföringssystem ska erbjuda kapacitet även om det kan leda till otillräckliga reserver, skulle detta innebära att man kan bortse från bestämmelserna i förordning (EU) 2017/2195 och därmed göra det omöjligt, eller åtminstone svårare, att följa SO-förordningen.

⁵ Restförbrukning syftar på den del av en slutkonsumenters förbrukning som inte omfattas av affärsavtal (egenplanering av produktion).

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 kan det finnas en stående avvikelse från planerade utbyten mellan berörda systemansvariga för överföringssystem om ett av de sammanlänkade systemen lider brist på reserver i händelse av oväntade avbrott eller oplanerade förändringar av last (gäller centrala dirigeringsystem). Sådana avvikelser kan leda till obalans i hela synkronområdet, vilket leder till att systemfrekvensen avviker från sin nominella nivå. Även om frekvensgränserna inte överskrids till följd av detta aktiverar avvikelserna frekvenshållningsreserverna, som därmed ej finns tillgängliga för andra oförutsedda händelser, om detta krävs enligt utförandet. Om en annan oförutsedd händelse inträffar kan konsekvensen bli att frekvensen lätt överskrider sin säkerhetsgräns, vilket leder till ytterligare negativa konsekvenser. Det är anledningen till att en sådan situation kan leda till att gränserna för driftsäkerhet överskrids. Detta måste därmed förebyggas genom att bibehålla erforderliga reserver inom alla elområden, så att en systemansvarig inte avviker från sin tidsplan på lång sikt (dvs. mer än 15 minuter, inom vilken tid frekvensåterställningsreserver ska aktiveras fullt ut av en systemansvarig). En 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 ledningarna (dvs. de termiska gränsvärdena överskrids). Detta kan leda till att systemet delas upp, med olika frekvensvärden i varje delsystem. Av de anledningar som beskrivs i följande stycke påverkar ovanstående problem PSE på ett annat sätt än andra systemansvariga.

PSE:s systembalansuppgift

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 kraven på tillräckliga reserver. För att fullgöra denna uppgift använder PSE en driftplaneringsprocess som inleds tre år i förväg genom relevant samordning av översyn (underhåll) och som fortgår genom årliga, månadsvisa samt veckovisa uppdateringar av dagen före-SCUD/SCED. Resultaten för denna dagen före-marknad uppdateras löpande inom tidsramen för intradagsmarknaden fram till realtidsdrift.

Inom den årliga tidsramen strävar PSE efter att fördela den översyn med underhållsåtgärder som krävs av generatorer över året så att den minsta året före-marginalen för produktionsreserver⁶ över prognostiserad förbrukning, inklusive tidigare tilldelad kapacitet på sammanlänkningslinjer, hålls på en genomsnittlig nivå för varje månad. De månadsvisa och veckovisa uppdateringarna syftar till att bibehålla en viss reservmarginal för varje dag⁷, 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 för momentan reservmarginal⁸ (eller snabbt aktiverad marginal, vilket i Polen för närvarande endast berör enheter i pumpkraftanläggningar) 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, som på grund av sin instabila karaktär prognostiseras av PSE. Därmed har PSE rätt att nyttja all tillgänglig, centralt dirigerad produktion vid normal drift för att bibehålla 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 osv.). Detta gör det möjligt att bibehålla en momentan timmen före-reserv på miniminivån 1 000 MW, dvs. en potentiell förlust av den största produktionsenheten, för närvarande 850 MW (kan ändras när nya anläggningar tas i drift) och ca 150 MW från frekvensstyrda reserver (frekvenshållningsreserver), vilket är PSE:s del i RGCE.

⁶ Marginalen för produktionsreserver regleras av de polska nätföreskrifterna och är för närvarande 18 % (punkt II.4.3.4.18). Detta kan ändras beroende på driftplaneringens resultat.

⁷ Marginalen för produktionsreserver för månadsvis och veckovis samordning regleras också av de polska nätföreskrifterna (punkt II.4.3.4.18) och är för närvarande 17 % respektive 14 %.

⁸ Börvärden: 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 kan ändras.

Fastställande av tilldelningsbegränsningar i Polen

Vid fastställande av tilldelningsbegränsningar beaktar de polska systemansvariga för överföringssystem senast erhållen information om produktionsenheternas tidigare nämnda tekniska egenskaper, 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 importriktningen till Polen respektive exportriktningen från Polen.

Begränsningarna 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 dirigerings enligt verifiering av generatorer ⁹
P_{CDmin}	Summan av tekniska minimivärden från produktionsenheter i drift med central dirigerings
P_{NCD}	Summan av tidsplaner för produktionsenheter utan central dirigerings som tillhandahålls av generatorer (avseende vindkraftparker: prognos utförd av PSE)
P_{NA}	Ej tillgänglig produktion till följd av nätbegränsningar (planerade 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

Nedanstående bilder 1 och 2 visar hur tilldelningsbegränsningar fastställs i praktiken i samband med beräkning av överföringskapacitet inom tidsramen för dagen före-marknaden. Bilderna illustrerar hur den systemansvariga för överföringssystem under förmiddagen dagen före tar fram en prognos över balansen i Polens elkraftsystem för varje timme under nästkommande dygn för att fastställa hur stora produktionskapacitetsreserver som finns tillgängliga för eventuell export respektive import inom tidsramen för dagen före-marknaden. Samma metod tillämpas på motsvarande sätt för intradagsmarknaden.

Tilldelningsbegränsning i exportriktningen kan tillämpas då ΔExport är lägre än summan av överföringskapaciteten på alla sammanlänknings för export i Polen. Tilldelningsbegränsning i importriktningen kan tillämpas då ΔImport är lägre än summan av överföringskapaciteten på alla sammanlänknings för import i Polen.

⁹ Observera att de produktionsenheter som hålls utanför marknaden på grundval av strategiska avtal om reserver med den systemansvariga för överföringssystem inte beaktas i denna beräkning.

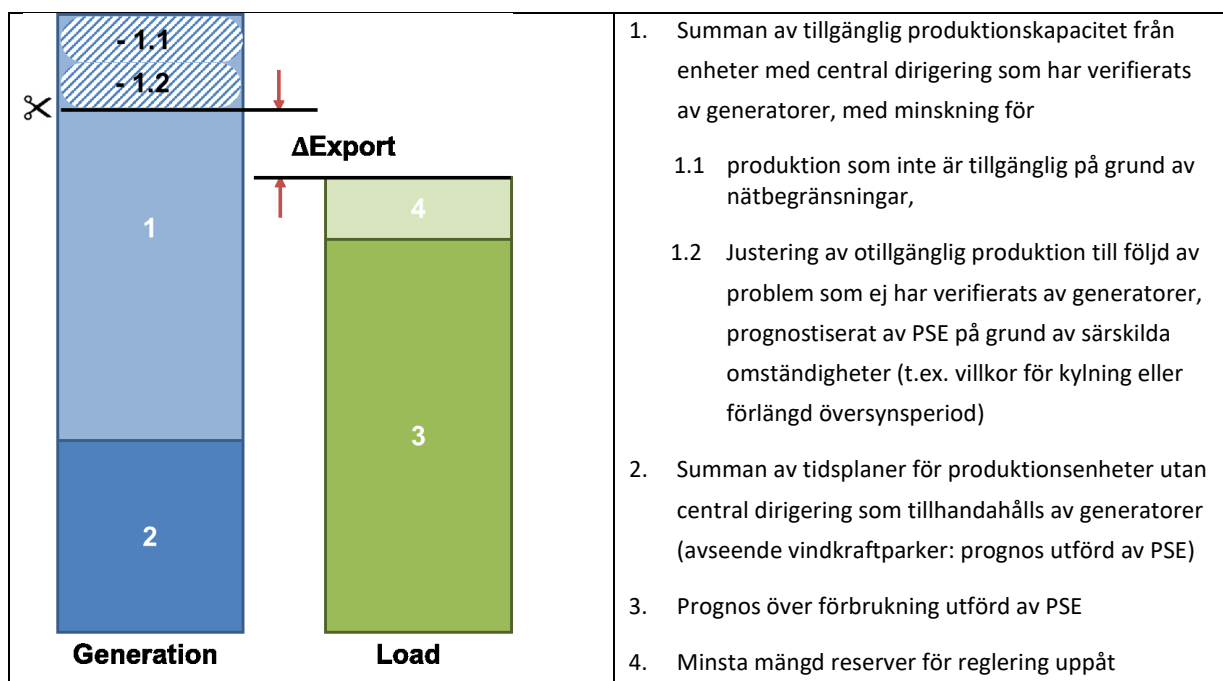


Bild 1: Fastställande av tilldelningsbegränsningar för exportriktningen (produktionskapacitet tillgänglig för eventuell export) i samband med beräkning av överföringskapacitet inom tidsramen för dagen före-marknaden.

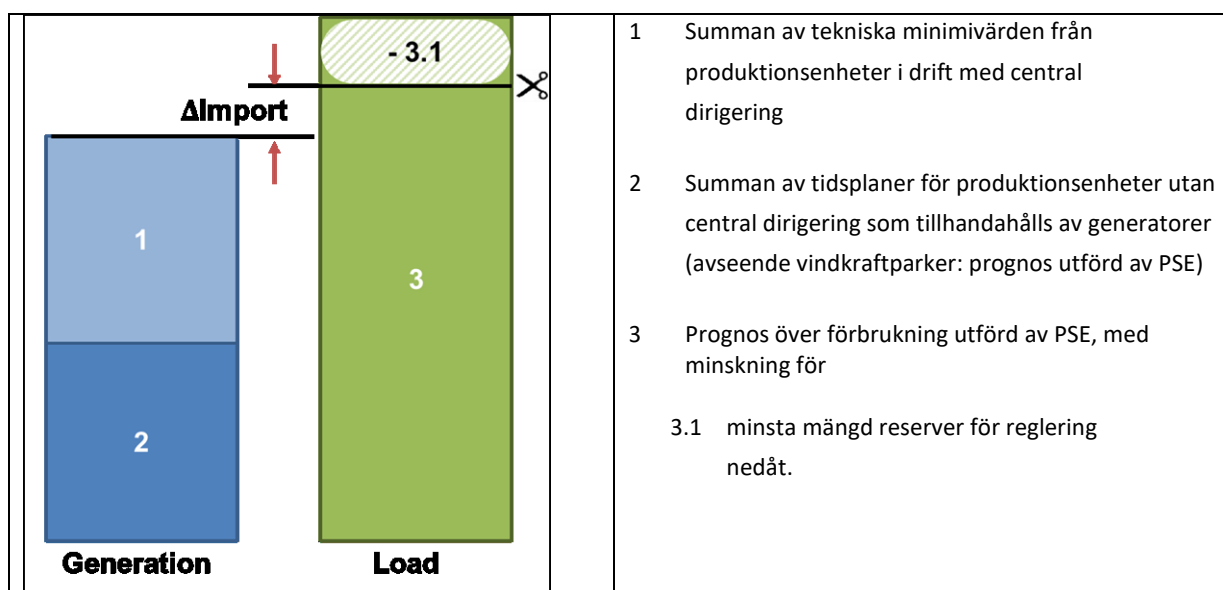


Bild 2: Fastställande av tilldelningsbegränsningar för importriktningen (produktionskapacitetsreserver tillgängliga för eventuell import) i samband med beräkning av överföringskapacitet inom tidsramen för dagen före-marknaden.

Frekvens för förnyad bedömning

Tilldelningsbegränsningar fastställs kontinuerligt baserat på den senaste informationen för varje tidsram för kapacitetstilldelning, från förhands- till dagen före- och intradagstilldelning. I dagen före-processen sker beräkning under förmiddagen av D-1, vilket resulterar i oberoende värden för varje marknadstidsenhet, samt enskilt för importriktningen till Polen och exportriktningen från Polen.

Tilldelningsbegränsningars inverkan på gemensam dagen före-koppling och gemensam intradagskoppling

Tilldelningsbegränsningar som de tillämpas av PSE har ingen negativ effekt på dagen före- och

intradagsmarknadskopplingen. Med tanke på behovet av att PSE, i egenskap av systemansvarig för överföringsystem inom marknadsmodellen för central dirigering, säkerställer tillräcklig tillgång på produktion och produktionsreserver inom det polska elkraftsystemet, samt det faktum att PSE inte köper in driftrelaterade reserver före marknadskopplingsprocessen, är begränsningar på maximal import och export inom marknadskopplingsprocessen vid behov det mest effektiva sättet att förena systemsäkerhet med handelsmöjligheter. Denna metod leder till att åtminstone samma produktionskapacitet tillhandahålls i gränsöverskridande handel som i ett system med självdirigering, där reserver köps in på förhand av balansansvariga parter eller av de systemansvariga för överföringsystem, så dessa deltar inte heller i gränsöverskridande handel. Dessutom innebär detta att man kan undvika konkurrens om produktionsresurser mellan den systemansvariga och marknadsaktörer.

Det ska understrykas att Polens tilldelningsbegränsningar inte påverkar Hansaländernas förmåga att handla energi, då dessa begränsningar endast påverkar Polens export och/eller import. Det innebär att transitleverans via Polen är möjlig då tilldelningsbegränsningar tillämpas.

Tilldelningsbegränsningars inverkan på angränsande kapacitetsberäkningsregioner

Tilldelningsbegränsningar fastställs för hela det polska elkraftsystemet, vilket innebär att de tillämpas samtidigt för alla kapacitetsberäkningsregioner i vilka PSE har minst en elområdesgräns (dvs. Core, Baltic och Hansa).

Det ska understrykas att denna lösning har visat sig vara den mest effektiva tillämpningen av tilldelningsbegränsningar. Att beakta tilldelningsbegränsningar enskilt för varje CCR skulle kräva att PSE delar upp de totala tilldelningsbegränsningarna i CCR-relaterade delvärden, vilket skulle vara mindre effektivt än att behålla det totala värdet. Under de timmar Polen inte kan absorbera ytterligare elkraft utifrån till följd av att kraven på minsta produktion nedåt har överträtts, eller då Polen inte kan exportera ytterligare elkraft till följd av otillräckliga produktionsreserver uppåt, används den polska infrastrukturen emellertid fortfarande för transitleverans, vilket ökar handelsmöjligheterna samt de välfärdsekonomiska aspekterna inom alla berörda kapacitetsberäkningsregioner.

Tidsperioder då tilldelningsbegränsningar tillämpas

Tilldelningsbegränsningar fastställs som sagt kontinuerligt för varje tidsram för kapacitetstilldelning, så att dessa kan tillämpas för alla marknadstidsheter (timmar) inom respektive tilldelningsdag.

Varför tilldelningsbegränsningar inte på ett effektivt sätt kan omvandlas till kapacitet för enskilda gränser erbjudna på marknaden

Syftet med tilldelningsbegränsningar är att göra marknadskopplingsmekanismen på dessa sammanlänknings ekonomiskt effektiv, samtidigt som säkerhetskraven på elförsörjningen till kunderna uppfylls. För att ovanstående produktionsvillkor ska reflekteras i den kapacitet mellan elområden som erbjuds av PSE i form av lämpliga anpassningar av överföringskapaciteten över gränserna skulle PSE 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. Till följd av de ingående osäkerheterna i marknadsresultaten skulle en sådan metod, från marknadsaktörernas synpunkt, dock vara förenad med risken för en bristfällig uppdelning av tilldelningsbegränsningar på enskilda sammanlänknings – övervärderat för en sammanlänkning och undervärderat för en annan och tvärtom. Tillämpning av tilldelningsbegränsningar för att hantera de övergripande balanseringsbegränsningarna i Polen under tilldelningsfasen leder följaktligen till den mest effektiva användningen av infrastrukturen för överföring, dvs. helt i linje med prisskillnaderna på enskilda marknader.