



AFGØRELSE

GODKENDELSE AF METODEN TIL KAPACITETSBEREGNING I CCR HANSA

16. december 2018
Engros & Transmission
18/16676
SLRS

RESUMÉ

1. Forsyningstilsynet godkender på baggrund af vedlagte sagsfremstilling og vurdering Energinets anmeldte metode vedrørende beregning af kapacitet i transmissionsnettet ("CCM") i henhold til artikel 9, stk. 7, litra a, jf. artikel 20, stk. 2, i Kommissionens forordning (EU) 2015/1222 om fastsættelse af retningslinjer for kapacitets-tildeling og håndtering af kapacitetsbegrænsninger ("CACM GL").

2. Forsyningstilsynet godkender på baggrund af vedlagte sagsfremstilling og vurdering Energinets anmeldte anmodning, hvorefter den koordinerede nettotransmissionsmetode ("CNTC" som forkortelse på udtrykket på engelsk "coordinated net transfer capacity") anvendes som CCM i stedet for flowbaseret CCM i henhold til de særlige regler herom i artikel 9, stk. 7, litra b, jf. artikel 20, stk. 7, i CACM GL.

3. Den anmeldte metode ændrer kapacitetsberegningen i kapacitetsberegningssregion Hansa ("CCR Hansa", DK1-DE, DK2-DE og SE4-PL), hvorefter den generelle metode for kapacitetsberegning bliver CNTC, og således at kapacitetsberegningen i øvrigt lever op til en række krav ifølge CACM GL. Metoden skal anvendes til at beregne den tilgængelige kapacitet i transmissionsnettet mellem budområder for hver markedstidsenhed, og metoden skal anvendes for både day-ahead og intraday markedskoblingen.

4. Energinet har udarbejdet metoden i henhold til artikel 20, stk. 2 og 7, samt artikel 21-30, i CACM GL i fællesskab med de andre transmissionssystemoperatører ("TSO'erne") fra de andre lande i CCR Hansa: Svenska Kraftnät (Sverige), Tennet og 50Herz (Tyskland), og PSE (Polen) samt med Statnett (Norge).

5. Den fælles netmodel, som anvendes til kapacitetsberegningen, er et selvstændigt forslag i henhold til artikel 17 i CACM GL, som blev godkendt af det tidligere Sekretariat for Energitilsynet den 5. maj 2017. TSO'ernes indsamling af data til kapacitetsberegning og til udarbejdelse af den fælles netmodel er ligeledes et selvstændigt forslag i henhold til artikel 16 i CACM GL, som blev godkendt af det tidligere Sekretariat for Energitilsynet den 10. januar 2017.

6. Forsyningstilsynet finder, at metoden for kapacitetsberegning i CCR Hansa angiver tilstrækkeligt klare metoder, kriterier og regler for, hvordan den koordinerende

FORSYNINGSTILSYNET

Carl Jacobsens Vej 35
2500 Valby

Tlf. 4171 5400
post@forsyningstilsynet.dk
www.forsyningstilsynet.dk

kapacitetsberegner ("CCC") og TSO'erne skal beregne kapaciteten samt alle delelementerne til kapaciteten. Ud fra en samlet vurdering finder Forsyningstilsynet, at kravene til metoden i CACM GL er opfyldt.

7. Forsyningstilsynet vurderer samlet set, at metoden ikke er til hinder for at nå formålene i CACM GL, jf. artikel 3 i CACM GL.

8. Forsyningstilsynet godkender Energinets anmeldte metode i overensstemmelse med artikel 9, stk. 7, litra a og b, i CACM GL. Metoden vedrørende kapacitetsberegningen skal godkendes af alle regulerende myndigheder i CCR Hansa. Dvs. foruden Forsyningstilsynet som regulerende myndighed i Danmark af de regulerende myndigheder i hvert af de andre lande i CCR Hansa.

9. Alle regulerende myndigheder i CCR Hansa har rådført, samarbejdet og koordineret tæt med hinanden med henblik på at nå til enighed om godkendelsen af metoden.

AFGØRELSE

10. Forsyningstilsynet har på baggrund af vedlagte sagsfremstilling og vurdering truffet afgørelse om følgende:

- Godkendelse af Energinets anmeldte metode vedrørende beregning af kapacitet i transmissionsnettet i henhold til artikel 9, stk. 7, litra a, jf. artikel 20, stk. 2, i Kommissionens forordning (EU) 2015/1222 om fastsættelse af retningslinjer for kapacitetstildeling og håndtering af kapacitetsbegrænsninger.

- Godkendelse af Energinets anmeldte anmodning om anvendelse af coordinated net transfer capacity som kapacitetsberegningss metode i stedet for flowbaseret kapacitetsberegningss metode i henhold til de særlige regler herom i artikel 9, stk. 7, litra b, jf. artikel 20, stk. 7 i Kommissionens forordning (EU) 2015/1222 om fastsættelse af retningslinjer for kapacitetstildeling og håndtering af kapacitetsbegrænsninger.

SAGSFREMSTILLING

BAGGRUND

12. I denne sag tages der stilling til Energinets metodeanmeldelse af fælles regler i CCR Hansa for CCM, jf. artikel 20, stk. 2 og 7, i CACM GL.

13. CACM GL trådte i kraft den 14. august 2015.

14. CACM GL har til formål at skabe et velfungerende og indbyrdes sammenkoblet indre marked for energi. Med det for øje er hensigten med forordningen at fastsætte harmoniserede minimumsregler for kapacitetstildeling, håndtering af kapacitetsbegrænsninger og handel med elektricitet i EU for at fremme udviklingen af en fælles day-ahead- og intraday-kobling, jf. betragtning nr. 3 i præamblen til CACM GL.

15. ”Fælles day-ahead-kobling” er defineret i artikel 2, nr. 26, i CACM GL som ”den auktionsproces, hvor indsamlede bud matches og overførselskapacitet tildeles simultant for forskellige budområder på day-ahead-markedet”.

16. ”Fælles intraday-kobling” er defineret i artikel 2, nr. 27, i CACM GL som ”den kontinuerlige proces, hvor indsamlede bud matches og overførselskapacitet tildeles simultant for forskellige budområder på intraday-markedet”.

17. For at kunne indføre fælles day-ahead- og intraday-kobling er det nødvendigt, at transmissionssystemoperatørerne (”TSO’erne”) koordinerer beregningen af den tilgængelige kapacitet. Det fremgår således af betragtning nr. 6 i præamblen til CACM GL, at kapacitetsberegningen for tidsrammerne day-ahead- og intraday-koblingen bør koordineres, som minimum på regionalt plan, for at sikre, at kapacitetsberegningen er pålidelig, og at den optimale kapacitet stilles til rådighed for markedet. Der bør udarbejdes fælles regionale kapacitetsberegningemetoder, som definerer inputdata, beregningstilgange- og metoder samt krav til validering. Oplysningerne om tilgængelig kapacitet bør ajourføres rettidigt og på baggrund af de nyeste data ved hjælp af en effektiv kapacitetsberegningproces.

18. Det følger af artikel 20, stk. 2, i CACM GL, at TSO’erne i en kapacitetsberegningregion (”CCR” som forkortelse af udtrykket på engelsk ”Capacity Calculation Region”) fremlægger et forslag til en fælles koordineret kapacitetsberegningss metode for regionen for alle regulerende myndigheder i den berørte region. Afgrænsningen af de enkelte CCR’er er fastlagt i afgørelse nr. 06-2016 af 17. november 2016 fra Agenturet for Samarbejde mellem Energireguleringsmyndigheder (”ACER”).

19. En CCR er det geografiske område, inden for hvilket den koordinerede kapacitetsberegning anvendes, jf. artikel 2, nr. 3, i CACM GL. En CCR er defineret af budområdegrænser, og hver TSO er knyttet til indtil flere CCR’er.

20. Ifølge ACER's afgørelse af 27. november 2016 udgøres CCR Hansa af DK1-DE-forbindelserne, DK2-DE-forbindelserne og SE4-PL. Dermed er Energinet medansvarlig for CCR Hansa i samarbejde med TSO'erne Svenska Kraftnät (SvK), TenneT, 50Herz og PSE, der ligeledes har budområdegrænser inden for CCR Hansa.

21. Som EU-medlemslande er Danmark, Sverige, Tyskland og Polen forpligtet til at følge EU-forordninger, hvorimod Norge som EØS-land først skal vedtage national lovgivning om, at en eller flere EU-forordninger finder direkte anvendelse i Norge. Det norske parlament, Stortinget, har vedtaget lovgivning om, at Norge tiltræder EU's 3. energipakke, som CACM GL er en udløber af. Imidlertid skal alle EØS-lande samlet set tiltræde 3. energipakke, før den norske lovgivning kan træde i kraft, og EØS-landet Island har endnu ikke tiltrådt 3. energipakke.

22. Med henblik på en fremtidig optagelse af Norge i det regionale samarbejde i ramme af CACM GL, samarbejder Norge derfor på nuværende tidspunkt frivilligt med de andre lande i CCR Hansa om at udarbejde de regionale forslag. Det er forventet, at forbindelserne NO2-NL og NO2-DE kommer med i CCR Hansa i fremtiden.

23. TSO'erne i CCR Hansa udarbejdede på baggrund af ovenstående et fælles forslag til en koordineret kapacitetsberegningsmetode for CCR Hansa samt en fælles anmodning om at anvende CNTC i stedet for flowbaseret CCM.

24. Energinet anmeldte det fælles forslag samt anmodning til godkendelse hos Forsyningstilsynet, det tidligere Energitilsynet, den 15. september 2017. De øvrige regulerende myndigheder i CCR Hansa modtog ligeledes fra deres respektive TSO'er det fælles forslag til en koordineret kapacitetsberegningsmetode.

25. Forslaget skal godkendes af alle regulerende myndigheder i den berørte region, jf. artikel 9, stk. 7, litra a.

26. Hvor godkendelse af et forslag kræver, at mere end én regulerende myndighed træffer en afgørelse, rådfører, samarbejder og koordinerer de kompetente regulerende myndigheder tæt med hinanden med henblik på at nå til enighed.

27. Forsyningstilsynet og de øvrige regulerende myndigheder kunne i første omgang ikke blive enige om forslaget inden for tidsrammen fastsat i artikel 9, stk. 10, i CACM GL. Derfor blev der sendt en fælles anmodning til Agenturet for samarbejde mellem energiregulatorer ("ACER") den 15. marts 2018 om at forlænge tidsfristen med 4 måneder til den 19. juli 2018. ACER godkendte anmodningen, jf. artikel 8, stk. 1, i Europa-Parlamentets og Rådets Forordning (EF) Nr. 713/2009 af 13. juli 2009 om oprettelse af et agentur for samarbejde mellem energireguleringsmyndigheder.

28. Forsyningstilsynet analyserede forslaget sammen med de øvrige regulerende myndigheder i CCR Hansa og kom frem til, at forslaget af 15. september 2017 skulle ændres, før det kunne blive godkendt. Anmodningen om ændringer blev sendt af Forsyningstilsynet til Energinet den 23. juli 2018.

29. De anmodede ændringer bestod bl.a. i følgende:

- Konsekvenserne af anvendelse af ”Advanced Hybrid Coupling” (”AHC”) skulle tydeliggøres i metoden.
- Metoden til fastsættelse af sikkerhedsmargenen skulle forbedres.
- Anvendelsen af driftsmæssige sikkerhedsgrænser (”operational security limits”) skulle forklares bedre.
- Metoden vedrørende produktionsforskydningsnøgler (”GSK”) skulle forbedres.
- Metoden til fastsættelse af afhjælpende tiltag (”remedial actions”) skulle forbedres.
- Anvendelsen af metoden på Kriegers Flak, den planlagte samkøringslinje (”interconnector”) mellem DK2 og DE, skulle forklares bedre.
- Metoden til validering af overførselskapacitet skulle gøres mere transparent.
- Metoden skulle inkludere regler for at undgå unødigt diskrimination mellem intern og områdeoverskridende udveksling.
- De forskellige skridt i implementeringen skulle uddybes.

30. Forsyningstilsynet modtog Energinets anmeldelse af det ændrede forslag til den fælles koordinerede kapacitetsberegning metode den 20. september 2018 (Bilag 2-3). Det ændrede forslag var vedlagt et uddybende dokument (Bilag 4), der indeholdt en detaljeret beskrivelse af kapacitetsberegning metoden for CCR Hansa.

31. De regulerende myndigheder i CCR Hansa vurderer, at det ændrede forslag af 20. september 2018 er i overensstemmelse med kriterierne fastsat i artikel 9, artikel 12, artikel 20, stk. 2 og 7, artikel 21-30, samt den generelle formålsbestemmelse i artikel 3, i CACM GL. De regulerende myndigheder i CCR Hansa er derfor nået til enighed om, at det fælles forslag til en koordineret kapacitetsberegning metode af 20. september 2018 kan godkendes (Bilag 6).

METODEN FOR KAPACITETSBEREGNING

32. I henhold til artikel 20, stk. 2, i CACM GL skal TSO’erne i hver CCR udarbejde et forslag til en fælles metode for kapacitetsberegning. Metoden skal sendes til godkendelse hos de relevante regulerende myndigheder senest 10 måneder efter godkendelse af det forslag, der fastsætter CCR’erne, dvs. ACER’s afgørelse nr. 06-2016 af 17. november 2016.

33. Metoden betyder, at CCR Hansa vil overgå til CNTC som kapacitetsberegning metode for day-ahead-markedet og intraday-markedet.

34. CACM GL tillader to tilgange i forbindelse med beregningen af overførselskapacitet: Den flowbaserede tilgang og CNTC. Den flowbaserede tilgang skal anvendes som metode ved kapacitetsberegning på day-ahead- og intraday-markedet, hvis overførselskapaciteten mellem budområderne er indbyrdes stærkt afhængig. Dette er almindeligvis tilfældet, hvis der er et masket transmissionsnetværk med loopflows og udviklede transitflows. Dette er fastsat som hovedreglen i henhold til artikel 20, stk. 4 og 5, i CACM GL. Hvis TSO'erne inden for en CCR kan påvise, at anvendelsen af den flowbaserede tilgang endnu ikke er økonomisk bedre end CNTC, når det samme driftssikkerhedsniveau i den berørte CCR lægges til grund, kan TSO'erne i stedet foreslå, at CNTC anvendes som metode. Det følger som en særskilt undtagelsesregel af artikel 20, stk. 7, i CACM GL.

35. Den primære forskel på CNTC og de metoder, som de berørte TSO'er anvender for nuværende, er, at kapacitetsberegningen på alle grænser skal udføres af en regional koordinerende kapacitetsberegner ("CCC"), og at beregningen skal foretages på baggrund af den fælles netmodel ("CGM").

36. Ud over anvendelsen af CNTC på selve CCR Hansas budområdegrænser, beskriver metoden, at eventuelle begrænsninger i de tilstødende AC-net vil skulle medtages i markedskoblingen ved hjælp af Advanced Hybrid Coupling ("AHC"). AHC anvendes ved at CCR Hansa budområdegrænser indgår som virtuelle budområder i flow based domænet. Dette betyder, at flowet på CCR Hansa budområdegrænser ikke får diskriminerende forrang for flows i de to tilstødende CCR'er, CCR Nordic og CCR Core, og at eventuelle begrundede begrænsninger i AC-nettet i disse to CCR'er vil kunne placeres, hvor det via markedskoblingen findes økonomisk effektivt.

37. Artikel 21 i CACM GL angiver en lang række krav til, hvad metoden som minimum skal indeholde for både day-ahead- og intraday-beregningen. En del af disse krav er yderligere specificeret i artikel 22 til 26 i CACM GL.

38. Det er fastsat som et første krav til metoden, jf. artikel 21 stk. 1, litra a, nr. i, og artikel 22, i CACM GL, at den skal indeholde en metode til fastsættelse af sikkerhedsmargenen. Den anmeldte metode indeholder en metode for fastsættelse af sikkerhedsmargenen, som tager højde for usikkerheden i flows ved at sammenligne de historiske realiserede flows med de historiske forventede flows fra den fælles netmodel. Dermed dannes en sandsynlighedsfordeling, som muliggør statistisk bearbejdning og fastlæggelse af sikkerhedsmargenen. Sikkerhedsmargenen skal kun anvendes på AC-elementer og skal opdateres minimum årligt.

39. Det er fastsat som et andet krav til metoden, jf. artikel 21, stk. 1, litra a, nr. ii, og artikel 23, i CACM GL, at den skal indeholde metode til at fastsætte driftsmæssige sikkerhedsgrænser, driftsforstyrrelser, der er relevante for kapacitetsberegningen samt allokeringbegrænsninger. Sikkerhedsgrænserne og de mulige driftsforstyrrelser medvirker til at definere det maksimale flow på hver CNE. Ifølge metoden skal de være de samme som anvendes i en operationssikkerhedsanalyse, jf. artikel 72 i Kommissionens forordning (EU) 2017/1485 om fastsættelse af retningslinjer for elektricitetstransmissionssystemdrift ("SO GL"). Allokeringbegrænsninger er

fastsat til at måtte anvendes, når TSO'erne kan bevise, at de er nødvendige for driftssikkerheden, eller hvis de beviseligt kan forøge den økonomiske efficiens. Metoden indeholder desuden fire mulige allokeringsbegrænsninger: maksimal ramping på HVDC-forbindelser, implicit tab på HVDC-forbindelser, minimum produktion i et budområde samt maksimal import/eksport i et budområde. Anvendte allokeringsbegrænsninger skal desuden kommunikeres til markedet.

40. Det er fastsat som et tredje krav til metoden, jf. artikel 21, stk. 1, litra a, nr. iii, og artikel 24, i CACM GL, at den skal indeholde en metode til fastsættelse af produktionsforskydningsnøgler (Generation Shift Keys - "GSK"). GSK vil kun blive anvendt til at fastsætte den maksimale kapacitet på DK1-DE, da de andre budområdegrænser har kontrollerbart flow.

41. Det er fastsat som et fjerde krav til metoden, jf. artikel 21, stk. 1, litra a, nr. iv, og artikel 25, i CACM GL, at den skal indeholde en metode til fastsættelse af afhjælpende tiltag (Remedial Actions - "RAs"), som skal tages i betragtning i kapacitetsberegningen. Da der i metoden ikke inkluderes interne kritiske netelementer (internal "CNEs"), er det begrænset, hvilke RAs der er behov for at anvende. F.eks. anvendes der en RAs (i dette tilfælde modhandel), når den faktiske vindproduktion på Krieger's Flak er højere end prognosen (se pkt. 43).

42. Det er fastsat som et femte krav til metoden, jf. artikel 21, stk. 1, litra b, nr. i, i CACM GL, at den skal indeholde en matematisk beskrivelse af CCM. Den matematiske beskrivelse angiver, at det endelige resultat af CCM er den tilgængelige transmissionskapacitet ("ATC"). ATC fremkommer ved at fratække allerede allokeret kapacitet fra den totale transmissionskapacitet ("TTC"). For DC-linjer er TTC givet ved den termiske begrænsning fratrukket eventuelle nedbrud/vedligehold på linjen samt fratrukket eventuel implicit nettab, hvis denne allokeringsbegrænsning anvendes. For AC-linjer er TTC beregnet vha. GSK samt N-1 kriteriet.

43. En del af DK2-DE-forbindelsen udgøres af Kriegers Flak. For Kriegers Flak er den matematiske beskrivelse anderledes end for resten af CCR Hansa. Årsagen er, at Kriegers Flak er en hybrid mellem en interconnector og vindmølleparker. Specifikt laver TSO'erne en prognose for, hvor meget strøm, at Kriegers Flak vindmølleparker producerer og sælger i markedet. Resultatet af denne prognose fratrækkes den kapacitet, som kan allokeres til markedet på Kriegers Flak. Dette gælder kapacitetsberegningen i begge retninger. Ud over dette, er det i stk. 42 også gældende for Kriegers Flak.

44. Det er fastsat som et sjette krav til metoden, jf. artikel 21, stk. 1, litra b, nr. ii, i CACM GL, at den skal indeholde regler for at undgå unødige diskrimination mellem interne og områdeoverskridende udvekslinger. Interne udvekslinger (flow over en intern CNE) påvirker ikke den i metoden beregnede ATC. Kun CNE'er, som er en del af en budområdegrænse, medtages i metoden.

45. Det er fastsat som et syvende krav til metoden, jf. artikel 21, stk. 1, litra b, nr. iii, i CACM GL, at den skal indeholde regler for, hvordan allerede allokeret kapacitet skal tages i betragtning. Reglerne i metoden angiver, at allerede allokeret kapacitet skal fratrækkes direkte fra TTC.

46. Det er fastsat som et ottende krav til metoden, jf. artikel 21, stk. 1, litra b, nr. iv, og artikel 25, i CACM GL, at den skal indeholde regler for justeringen af flowet på CNE'er på grund af RA. Da metoden kun inkluderer CNE'er, som er en del af en budområdegrænse, vil anvendelsen af RAs påvirke direkte i ATC på hver budområdegrænse.

47. Det er fastsat som et niende krav til metoden, jf. artikel 21, stk. 1, litra b, nr. vi, i CACM GL, at den skal indeholde regler for beregning af kapacitet, inklusiv regler for efficient at dele flowbegrænsninger på interne CNE'er ud på budområdegrænser. Interne CNE'er kan i metoden ikke påvirke kapaciteten på en budområdegrænse.

48. Det er fastsat som et tiende krav til metoden, jf. artikel 21, stk. 1, litra b, nr. vii, i CACM GL, at den skal indeholde regler for deling af flowbegrænsninger på interne CNE'er mellem budområdegrænser i forskellige CCR'er. Interne CNE'er kan i metoden ikke påvirke kapaciteten på en budområdegrænse.

49. Det er fastsat som et ellefte krav til metoden, jf. artikel 21, stk. 1, litra c, og artikel 26, i CACM GL, at den skal indeholde en metode for validering af kapaciteten. Metoden angiver, at hver TSO kan ændre ATC på en budområdegrænse hvis nødvendigt for driftssikkerheden. Ændringer og tilhørende begrundelser skal rapporteres til de regulerende myndigheder.

50. Det er fastsat som et tolvte krav til metoden, jf. artikel 21, stk. 2, i CACM GL, at den skal angive hyppigheden for genberegning af kapacitet til intraday-markedet. Metoden angiver, at ATC vil blive opdateret kontinuerligt.

51. Det er fastsat som et trettende krav til metoden, jf. artikel 21, stk. 3, i CACM GL, at den skal indeholde alternative procedurer for kapacitetsberegningen. Metode angiver, at i tilfælde af at kapaciteterne ikke kan beregnes af CCC'en, skal TSO'erne i stedet beregne kapaciteterne.

52. Metoden indeholder også en beskrivelse af, at de tilstødende CCR'er, Nordic og Core, vil anvende AHC og dermed inkludere CCR Hansa's budområdegrænser i deres flowbaserede domæne som virtuelle budområder. Den maksimale kapacitet for disse er beregnet af CCR Hansa's metode, mens distributionsfaktorer til overførsel vil beregnes ud fra CCR Nordic CCM og CCR Core CCM.

53. Metoden indeholder også en implementeringsplan, som angiver de forskellige skridt skridt i implementeringen i nærmere detaljer.

RELATION TIL ANDRE CACM GL METODER

54. TSO'ernes indsamling af data til beregning af kapacitet og til udarbejdelse af den fælles netmodel; ”metoden vedrørende fremsendelse af data om produktion og

forbrug” er et selvstændigt forslag i henhold til artikel 16 i CACM GL og blev godkendt af det tidligere Sekretariat for Energitilsynet den 10. januar 2017.

55. Metoden for den fælles netmodel, som anvendes til kapacitetsberegningen, er ligeledes et selvstændigt fælleseuropæisk forslag i henhold til artikel 17 i CACM GL og blev godkendt af det tidligere Sekretariat for Energitilsynet den 5. maj 2017.

56. Kapacitetsberegningen – som godkendes i denne afgørelse – skal ses som det endelige mål. Indsamlingen af data gennem ”metoden vedrørende fremsendelse af data om produktion og forbrug”, udarbejdelsen af de individuelle netmodeller og sammenstillingen til den fælles netmodel, skal ses som led i den samlede proces, som går ud på at få mest muligt transmissionskapacitet tilgængeligt for markedet – uden at gå på kompromis med systemsikkerheden.

57. Metoden for kapacitetsberegning tager desuden hensyn til den kommende metode om ”Koordineret belastningsomfordeling og modkøb”, jf. artikel 35 i CACM GL, idet koordinationen af sådanne foranstaltninger påvirker kapacitetsberegningen ved at kunne afhjælpe interne kapacitetsbegrænsninger og bringe systemet tilbage til et sikkert niveau. Denne metode er i øjeblikket til vurdering hos de regulerende myndigheder.

HØRING

58. Forsyningstilsynet har haft det modtagne forslag angående metoden til kapacitetsberegning i CCR Hansa i høring fra den 21. september 2017 til den 20. oktober 2017. Høringen blev foretaget i fællesskab med de regulerende myndigheder i Norge og Sverige, NVE og EI. Høringssvarene var dermed til den første version af metoden, og de regulerende myndigheders anmodningen om ændringer til metoden har således til dels taget høringssvarene i betragtning.

59. Forsyningstilsynet har modtaget 2 høringssvar fra følgende aktører:

- Euroelectric, NordEnergi, EFET, MPP
- Baltic Cable

60. I nedenstående afsnit gennemgås høringssvarene. Bemærk at høringssvarene er afgivet på engelsk. Overordnet set kan høringssvarene deles op i tre kategorier.

- Høringssvar, som de regulerende myndigheder er enige i, og som derfor er blevet taget med i anmodningen om ændringer til metoden, og er forbedret i den nye version.
- Høringssvar, som de regulerende myndigheder vurderer ikke giver anledning til ændringer i metoden.
- Høringssvar, som efter indhold ikke angår det konkrete forslag til CCM for CCR Hansa, men må henføres til at angå en CCM i en anden CCR eller andre metodeforslag.

VURDERING AF HØRINGSSVAR

61. *Baltic Cable angiver, at CCM for CCR Hansa ikke kan gælde for Baltic Cable, da Baltic Cable ikke er en certificeret TSO. Desuden angiver Baltic Cable, at CCM i CCR Hansa ikke bør gælde for Baltic Cable, når de bliver certificeret, da Baltic Cable ikke har været med til at udarbejde metoden.*

62. Forsyningstilsynet er enig i, at Baltic Cable ikke er forpligtet til at anvende CCM for CCR Hansa, så længe Baltic Cable ikke er en certificeret TSO. Baltic Cable må dog gerne anvende CCM for CCR Hansa, hvis der opnås enighed med de andre TSO'er om dette. Hvis Baltic Cable bliver en certificeret TSO, vil det sætte følgende proces i gang:

- Baltic Cable skal sammen med alle de øvrige TSO'er i Europa udarbejde et forslag til ændring af opdelingen i kapacitetsberegningssregioner, jf. artikel 15 i CACM GL. Det ændrede forslag skal placere Baltic Cable i den CCR, som det er vigtigst, at Baltic Cable koordinerer kapacitetsberegninger og drift med.
- Alle regulerende myndigheder i EU skal godkende ovenstående forslag.
- Hvis Baltic Cable er uenig i den CCM, som er godkendt i den CCR, som Baltic Cable placeres i, kan Baltic Cable udarbejde et forslag til ændringer til denne CCM - i fællesskab med de øvrige TSO'er i CCR'en.

63. Eftersom det ikke fremgår af den godkendte CCM, at den også skulle gælde for Baltic Cable, vurderer Forsyningstilsynet ikke, at dette giver anledning til ændringer i metoden.

64. *Begge høringssvar angiver endvidere, at beregningen af kapaciteten på interconnectorerne i CCR Hansa er "underordnet" CCM i CCR Nordic og CCR Core, og at de flowbaserede CCMs i disse CCR'er ikke lever op til kravene i forordning 714/2009 eller CACM GL på grund af deres metode til valg af interne CNE'er til de flowbaserede domæner.*

65. Beregningen af kapaciteten for CCR Hansas budområdegrænser medtager ikke restriktioner fra interne CNE'er. Beregningen modtager desuden ikke input fra øvrige CCR'er eller bliver givet som input til øvrige CCR'er. CCC'en i CCR Hansa giver sit eget input til markedskoblingen som CNTC-værdier for hver budområdegrænse. CCR Nordic og CCR Core giver hver især sit eget input til markedskoblingen som PTDF-matricer og vektorer af RAM på CNE'er. AHC indebærer derefter, at hvis markedskoblingen finder frem til, at det "billigste" sted at reducere flowet (pga. begrænsningerne i RAM på en intern eller cross-zonal CNE) er på en Hansa budområdegrænse, så vil flowet blive reduceret dér.

66. Forsyningstilsynet bemærker dog, at beregning og udvælgelse af flowbaserede parametre i CCR Core og CCR Nordic er uden for anvendelsesområdet for CCM i CCR Hansa. Forsyningstilsynet er enige med høringssvarene i, at interne CNE'er

ikke som udgangspunkt skal medtages i markedskoblingen, som der også anføres i ACER anbefaling af 11 november 2016 ("ACER Recommendation"). Til gengæld angiver samme anbefaling også, at interne CNE'er kan medtages, hvis TSO'erne kan påvise, at det er nødvendigt for driftsmæssig operationssikkerhed, og samtidigt er det økonomisk mest efficiente. Dette er inkluderet i CCM i CCR Nordic, og Forsyningstilsynet henviser til sin afgørelse med godkendelse af denne metode fra 17. juli 2018:

67. *"Forsyningstilsynet er enig i, at det oprindelige forslag til metoden ikke kunne godkendes. Forslaget betød, at alle interne CNE'er med en flowpåvirkning fra budområdegrænserne på over 15 pct. automatisk var inkluderet til at kunne påvirke flowet på budområdegrænserne. Forsyningstilsynet er enig i, at dette er imod principperne i den europæiske lovgivning. Den ændrede metode inkluderer derfor ikke længere en 15 pct. grænse for inklusion af CNE'erne, men i stedet det princip, at den tilbageværende tilgængelige kapacitet (RAM) på hver intern CNE skal maksimeres ved hjælp af afhjælpende tiltag (remedial actions), i de tilfælde at CNE'en har en risiko for at reducere flowet på en budområdegrænse. Dette skal dog fortsat ske inden for principperne om at sikre driftssikkerheden og samtidig maksimere økonomisk velfærd (på EU-niveau)."*

68. *Begge hørings svar angiver endvidere, at Advanced Hybrid Coupling mellem CCR Hansa samt CCR Core og CCR Nordic ikke er mulig efter forordning 714/2009 samt CACM GL, da transmissionsudvekslinger i CCR Hansa ikke juridisk kan begrænses af kapacitetsbegrænsninger i andre CCR'er.*

69. Det er ikke en realistisk antagelse, at flows over CCR Hansa budområdegrænser ikke vil påvirke CNE'er (interne eller cross-zonal) i CCR Core og CCR Nordic. Forsyningstilsynet må henvise til, at artikel 21, stk. 1, litra b, nr. vii, i CACM GL netop angiver, at der skal laves regler for *"where the power flows on critical network elements are influenced by cross-zonal power exchanges in different capacity calculation regions, the rules for sharing of power flow capabilities of critical network elements among different capacity calculation regions in order to accommodate these flows"*. Hvis der ikke var AHC, måtte der derfor være en anden lignende regel. AHC sikrer, at power flow kapaciteter gives på de budområdegrænser, hvor det har mest værdi - gennem markedskoblingen.

70. Det er Forsyningstilsynets vurdering, at det ikke er korrekt, at CCR Hansa budområdegrænser vil være underordnet CCR Core og CCR Nordic, når der anvendes AHC. Tværtimod ville et fravær af AHC indebære, at CCR Nordic og CCR Core ville blive underordnet CCR Hansa, da disse to CCR'er ville skulle tage ethvert flow fra CCR Hansa for givet i enhver situation, uden at kunne maksimere den økonomiske velfærd. AHC sikrer, at flows fra CCR Hansa behandles lige som flows fra CCR Nordic og CCR Core – ikke dårligere.

71. Forsyningstilsynet vurderer, at AHC ikke er i modstrid med CACM GL samt forordning 714/2009, så længe, at det er klart fremstillet og godkendt i CCM for alle

de berørte CCR'er, og at udvælgelsen af interne CNE'er i øvrigt lever op til lovgivningen. Hvilket den, som fremført i begge høringssvar, ikke blev vurderet til at gøre i de første versioner af CCM i hverken CCR Core eller CCR Nordic.

72. *Baltic Cable foreslår, at CCM i CCR Hansa skal fastsætte kapaciteten ved at se på den maksimale kapacitet på en interconnector og fratrække eventuelle nedbrud på selve interconnectoren.*

73. Forsyningstilsynet er enig i dette, og det er således også på denne vis, at kapaciteten vil blive beregnet på DC-budområdegrænserne i CCR Hansa med den foreslåede CCM. Der fratrækkes desuden "allerede allokeret kapacitet", men da der ikke er fysiske transmissionsrettigheder på budområdegrænserne, vil dette ikke være relevant, indtil der evt. måtte komme reservationer til anvendelse for balancering.

74. *Euroelectric angiver, at metoden for validering giver TSO'erne for vide muligheder for at justere kapaciteten, som de har lyst til, uden at skulle begrunde det.*

75. Forsyningstilsynet er enig i, at den første udgave af metoden havde dette problem. I den ændrede udgave er det således tilføjet, at enhver reduktion i kapacitet i valideringen skal kunne begrundes, og at dette skal kommunikeres til de andre TSO'er og til de regulerende myndigheder.

76. *Euroelectric angiver desuden, at metoden ikke indeholder klare forpligtelser til at anvende belastningsomfordeling ("redispatch") og modkøb ("countertrade") til at sikre kapaciteten.*

77. Forsyningstilsynet vurderer, at en sådan forpligtelse ville være relevant, hvis metoden betød, at interne CNE'er kunne begrænse kapaciteten. Da dette ikke er tilfældet, vil f.eks. planlagt redispatch af en intern CNE ikke ændre den beregnede kapacitet. Forsyningstilsynet er enig i, at der skal være klare forpligtelser til anvendelsen af redispatch og countertrade i CCM i CCR Core og CCR Nordic, så effekten af interne CNE'er på flowet på budområdegrænserne kan begrænses. Dette er medtaget i den godkendte CCM i CCR Nordic.

78. *Euroelectric angiver yderligere, at metoden ikke indeholder begrænsninger på TSO'ernes anvendelse af allokeringsbegrænsninger.*

79. Det er Forsyningstilsynets vurdering, at den ændrede CCM indeholder principper for anvendelsen af allokeringsbegrænsninger, som ligger inden for rammen af kravene efter artikel 23, stk. 3, litra a eller b, i CACM GL, og hvorefter allokeringsbegrænsninger skal være nødvendige for driftssikkerheden eller give en bedre økonomisk velfærd. For at de regulerende myndigheder kan følge anvendelsen af allokeringsbegrænsninger, er det inkluderet i den ændrede CCM, at skyggepriserne for allokeringsbegrænsningerne skal oplyses til de regulerende myndigheder. De regulerende myndigheder vil således kunne følge, hvor stor en indflydelse allokeringsbegrænsningerne reelt har på markedskoblingen, og tage affære, hvis det senere

skulle vurderes at være i modstrid med lovgivningen. Forsyningstilsynet har desuden mulighed for at indhente yderligere information angående allokering begrænsningerne.

80. Forsyningstilsynet skal samtidigt nævne, at f.eks. ramping restriktioner på DC-linjer er et selvstændigt forslag efter artikel 137 i Kommissionens forordning (EU) 2017/1485 af 2. august 2017 ("System Operations GL").

81. *Baltic Cable angiver, at metoden bør indeholde forpligtelser til at betale erstatning i tilfælde, hvor flow over en interconnector begrænses.*

82. Forsyningstilsynet vurderer ikke, at dette er inden for anvendelsesområdet for CCM; der henvises til de fælles EU-regulerede metoder til fordeling af flaskehalsindtægter, jf. artikel 73, stk. 1, i CACM GL, og artikel 57 og 61 i Kommissionens forordning (EU) 2016/1719 ("FCA GL").

83. *Baltic Cable angiver, at alle kapacitetsberegningemetoder skal harmoniseres, og at dette ifølge dem bedst gøres ved at anvende CCM for CCR IU (budområdegrænsen mellem Irland og Storbritanien) i hele EU.*

84. Det er Forsyningstilsynets forståelse, at der eksisterer CCR'er, bl.a. fordi regionale forskelle gør, at der er behov for forskellige kapacitetsberegningemetoder i forskellige regioner; i hvert fald som en start. Det er korrekt, at artikel 21, stk. 4, i CACM GL angiver, at TSO'erne på sigt skal bruge harmoniserede input til CCMs. Dog er det ikke Forsyningstilsynets forståelse, at input til CCM i CCR Hansa er væsentligt anderledes end f.eks. CCR IU og CCR Channel. Det er ikke Forsyningstilsynets forståelse, at beregningen af selve kapaciteten på budområdegrænserne afviger væsentligt (ud over Kriegers Flak, se pkt. 43). Forsyningstilsynet forventer, at en harmonisering vil betyde, at der også vil skulle anvendes AHC i CCR Core i forhold til CCR Channel. Det vil dog ikke give mening for CCR IU, netop fordi CCR IU ikke er direkte forbundet med eller påvirket af andre CCR'er - sådan som CCR Hansa er.

VURDERING

86. I den foreliggende sag skal Forsyningstilsynet træffe afgørelse om godkendelse af Energinets forslag af 20. september 2018 om forslag til den fælles koordinerede kapacitetsberegningss metode i henhold til artikel 9, stk. 7, litra a og b, jf. artikel 20, stk. 2 og 7 i CACM GL.

87. Forsyningstilsynet bemærker, at metoden er udarbejdet af alle TSO'er i CCR Hansa samt Statnett.

88. Metoden skal godkendes af Forsyningstilsynet i overensstemmelse med artikel 9, stk. 7, litra a) og b) i CACM GL.

89. De generelle formål i artikel 3 i CACM GL skal inddrages i Forsyningstilsynets vurdering af forslaget.

90. Af artikel 3 i CACM GL følger det, at forordningen har til formål bl.a. at fremme effektiv konkurrence inden for produktion af, handel med og forsyning af elektricitet, sikre driftssikkerheden, optimere beregningen og tildelingen af overførselskapacitet, sikre og forbedre oplysningernes gennemsigtighed og pålidelighed samt sikre, at bl.a. TSO'er og markedsdeltagere får en fair og ikke-diskriminerende behandling.

91. Med godkendelse af metoden for kapacitetsberegningen overgår markedet til regionale regler for beregning af kapacitet og beregningen vil blive foretaget af CCC'en i CCR Hansa.

92. Forsyningstilsynet vurderer, at metoden for kapacitetsberegning i CCR Hansa samlet set opfylder de specifikke krav til metoden i artikel 20, stk. 2 og 7 samt artikel 21 til 30 i CACM GL, da den indeholder metoder og regler, som dækker kravene. Alle NRAs i CCR Hansa er også i fællesskab nået til denne konklusion. Forsyningstilsynet vurderer yderligere, at metoder, regler og kriterier er tilstrækkeligt klare til, at det kan medvirke til en optimeret beregning af overførselskapaciteten samtidigt med at driftssikkerheden fortsat sikres. Forsyningstilsynet vurderer samtidigt, at den angivne metode omvendt ikke er unødigt specifik, og dermed ikke binder TSO'ernes processer unødigt, så fremtidige forbedringer er umulige.

93. Forsyningstilsynet bemærker, at den valgte CNTC forbedrer koordinering i beregningen af kapacitet, samtidigt med at AHC er med til at udvide det domæne, som day-ahead algoritmen kan afsøge med henblik på at finde de højst mulige transmissionskapaciteter mellem budområderne. Forsyningstilsynet finder, at dette vil øge værdien af handlen mellem budområderne.

94. Forsyningstilsynet finder, at metoden er direkte relevant for alle nordiske og kontinentale aktører i engrosmarkedet, da den har afgørende betydning for deres muligheder for handel over budområdegrænserne mellem Norden og Kontinental Europa samt at metoden forventes at påvirke priserne på begge sider af CCR Hansa.

Forsyningstilsynet finder desuden, at metoden har indirekte betydning for markedsaktører uden for selve CCR Hansa, da handel og prisdannelse i en CCR til en vis grad har afsmittende effekt på resten af EU. Ligeledes finder Forsyningstilsynet, at metoden har betydning for de udpegede elektricitetsmarkedsoperatører (Nominated Electricity Market Operators - "NEMOs"), som opererer i landene, som er med i CCR Hansa, da den påvirker deres kunders ageren. Endelig finder Forsyningstilsynet, at metoden er af stor betydning for TSO'erne selv samt for CCC'en, da der skal ændres procedurer, beregninger og koordinering.

95. Forsyningstilsynet vurderer desuden, at metodens valg af at se bort fra interne CNE'er i beregning af kapaciteten giver anledning til, at der ikke sker unødigt diskriminerende behandling af flows inden for et budområde i forhold til mellem budområderne. Samtidigt giver den forventede anvendelse af AHC anledning til, at budområdegrænserne i CCR Hansa ikke bliver forskelsbehandlet frem for budområdegrænserne i CCR Nordic og CCR Core. Metoden giver alle markedsaktører inden for samme budområde præcis samme mulighed for adgang til overførselskapacitet samt behandler alle eksterne budområdegrænser på lige vilkår med interne budområdegrænser. Forsyningstilsynet vurderer derfor, at metoden samlet set sørger for ikke-diskriminerende adgang til overførselskapacitet.

96. Forsyningstilsynet bemærker, at metoden indfører ens regler og kriterier for alle TSO'er i CCR Hansa og ikke indeholder unødvendige undtagelser for hverken specifikke budområder eller markedsdeltagere. Forsyningstilsynet bemærker, at metoden indeholder en undtagelse for Kriegers Flak, hvor kapaciteten allokeret til markedet begrænses. Forsyningstilsynet bemærker samtidigt, at dette ikke begrænser hvor meget strøm der fysisk sendes over Kriegers Flak, samt at strømmen fra vindmølleparkerne også sælges i markedet. Forsyningstilsynet vurderer, at denne undtagelse for Kriegers Flak er nødvendig, da alternativet ville være at Kriegers Flak fungerede som enhver anden vindmøllepark, og at ingen transmissionskapacitet blev givet til markedet. Dette ville være strengt dårligere i forhold til at leve op til formålene givet i artikel 3 i CACM GL. Et andet alternativ ville være, at Kriegers Flak var et selvstændigt budområde, men det er uden for anvendelsesområdet af denne metode at ændre på budområderne. Forsyningstilsynet vurderer derfor, at forslaget lever op til forordningens mål om at sikre en fair og ikke-diskriminerende behandling af TSO'er og markedsdeltagere.

97. Forsyningstilsynet vurderer desuden, at metodens bestemmelser angående publicering af information, hvoraf noget skal publiceres til markedet og yderligere information skal deles med de regulerende myndigheder, samlet set er med til at sikre og øge transparensen i markedet.

98. Forsyningstilsynet bemærker, at kapacitetsberegningemetoden pålægger TSO'erne at samarbejde mere end tilfældet er i dag, at koordinere gennem CCC'en, samt at dele mere information på tværs af de involverede lande. Forsyningstilsynet vurderer, at gennem koordineringen og gennem AHC fra de tilstødende CCR'er, sikrer metoden teoretisk en optimeret beregning og tildeling af overførselskapacitet og opfylder kravet i artikel 3, litra d) i CACM GL. Gennem simuleringer og test runs i seks måneder, skal det sikres, at dette også er tilfældet i praksis.

99. Samlet set vurderer Forsyningstilsynet, at forslaget for den fælles koordinerede kapacitetsberegning i CCR Hansa opfylder de specifikke bestemmelser, der følger af artikel 9, 12 og 20-30 i CACM GL samt bidrager til at formålene i artikel 3 i CACM GL kan nås.

BILAG 1

RETSGRUNDLAG

100. I det følgende gennemgås de forordninger, der har relevans for ovenstående betragtninger og vurderinger, hvor sagsfremstillingens fakta vurderes i lyset af lovgrundlaget.

- **EUROPA-PARLAMENTETS OG RÅDETS FORORDNING (EF) NR. 714/2009 AF 13. JULI 2009 (FORORDNING 714/2009)**

101. **Forordning 714/2009** (forordning (EF) nr. 714/2009 af 13. juli 2009) regulerer den grænseoverskridende handel med elektricitet i det indre marked.

102. Formålet med forordningen defineres i art. 1:

”Denne forordning har til formål at:

a) fastsætte fair regler for den grænseoverskridende handel med elektricitet, for dermed at øge konkurrencen på det indre marked for elektricitet under hensyntagen til de nationale og regionale markeders særlige kendetegn. Dette indebærer indførelsen af en kompensationsordning for grænseoverskridende strømme af elektricitet og opstilling af harmoniserede principper for transmissionsafgifter på tværs af grænserne og for fordeling af ledig kapacitet på samkørlinjerne mellem de nationale transmissionssystemer

b) fremme udviklingen af et funktionsdygtigt og gennemsigtigt engrosmarked med et højt forsyningssikkerhedsniveau for elektricitet. Den indeholder mekanismer til harmonisering af disse regler for grænseoverskridende elektricitetsudveksling.”

103. Med forordningen er der oprettet et europæisk samarbejdsorgan for transmissionssystemoperatører for elektricitet (»ENTSO for elektricitet«) til sikring af, at elektricitetstransmissionsnettet forvaltes optimalt, og der åbnes mulighed for elektricitetshandel og elektricitetsforsyning på tværs af grænserne i Fællesskabet, jf. art. 5 og betragtning nr. 7 i præamblen til forordning 714/2009.

104. Forordningen fastsætter proceduren for indførelse af de såkaldte netregler (”network codes”), som er harmoniserede retsakter for elmarkedet, samt fastsætter retningslinjer (”guidelines”), der medfører nødvendig harmonisering, bl.a. vedrørende handel med el.

105. ENTSO for elektricitet skal samarbejde om at etablere netregler. Netreglerne bør være i tråd med de overordnede retningslinjer (»*framework guidelines*«), som efter deres beskaffenhed er ikke-bindende, og som er opstillet af ACER, jf. betragtning nr. 6 i præamblen til forordning 714/2009. De overordnede retningslinjer skal angå områder, som Kommissionen i henhold til forordningens art. 6, stk. 1, skal angive på en prioritetsliste. Herefter sker udarbejdelsen af netregler efter proceduren i art. 6. Endelig følger det af art. 6, stk. 9, at:

”9. Når agenturet er overbevist om, at netreglerne er i tråd med de relevante overordnede retningslinjer, forelægger agenturet netreglerne for Kommissionen og kan henstille, at de vedtages inden for et rimeligt tidsrum. Hvis Kommissionen ikke vedtager reglerne, angiver den årsagerne hertil.”

106. I forbindelse med vedtagelse af **CACM GL** (Kommissionens forordning (EU) 2015/1222 af 24. juli 2015 om fastsættelse af retningslinjer for kapacitetstildeling og håndtering af kapacitetsbegrænsninger) har Kommissionen ikke fulgt ACER's indstilling om vedtagelse, da Kommissionen fandt, at udkastet til netreglen ikke var formuleret tilstrækkeligt konkret til at kunne vedtages i form af en netregel.

107. CACM GL er derfor vedtaget som en retningslinje (”guideline”) med hjemmel i forordningens art. 18, stk. 3, litra b, og art. 18, stk. 5.

”3. I retningslinjer, der medfører det minimum af harmonisering, som er nødvendigt for at nå denne forordnings mål, fastsættes endvidere, hvor der er relevant:

[...]

b) nærmere regler for handel med elektricitet

[...]

5. Kommissionen kan vedtage retningslinjer for de punkter, der er anført i stk.

[...] 3 i denne artikel.”

108. I forhold til den EU-retlige lovgivningsproces vedtages netregler og retningslinjer som gennemførelsesretsakter i den såkaldte komitologiproces, hvor retsaktens indhold behandles i en komité bestående af medlemslandene.

– **KOMMISSIONENS FORORDNING (EU) 2015/1222 AF 24. JULI 2015 OM FASTSÆTTELSE AF RETNINGSLINJER FOR KAPACITETSTILDELING OG HÅNDTERING AF KAPACITETSBEGRÆNSNINGER.**

109. Med hjemmel i forordning 714/2009 er vedtaget **CACM GL** (Kommissionens forordning (EU) 2015/1222 af 24. juli 2015 om fastsættelse af retningslinjer for kapacitetstildeling og håndtering af kapacitetsbegrænsninger). Forordningen er som nævnt ikke en netregel, men en retningslinje. Det ændrer dog ikke ved, at der er tale om en forordning, som gælder umiddelbart og er bindende i medlemslandene.

110. De juridiske bestemmelser relevant for fremsendelse og godkendelse af TSO'ernes forslag om metode til den fælles koordinerede kapacitetsberegningstype findes i artikel 3, 9 og 20-30, i CACM GL.

111. Det følger af artikel 3, at CACM GL har til formål at:

- a) fremme effektiv konkurrence inden for produktion af, handel med og forsyning af elektricitet
- b) sikre optimal udnyttelse af transmissionsinfrastrukturen
- c) sikre driftssikkerheden
- d) optimere beregningen og tildeling af overførselskapacitet
- e) sikre at TSO'er, NEMO'er, agenturet, regulerende myndigheder og markedsdeltagere får en fair og ikke-diskriminerende behandling
- f) sikre og forbedre oplysningernes gennemsigtighed og pålidelighed

- g) bidrage til effektiv og langsigtet drift og udvikling af elektricitetstransmissionssystemet og elektricitetssektoren i Unionen
- h) sørge for, at behovet for retfærdig og ordentlig markeds- og prisdannelse respekteres
- i) skabe lige vilkår for NEMO'er
- j) sørge for ikke-diskriminerende adgang til overførselskapacitet.

112. Artikel 9, stk. 1, omhandler, at TSO'erne udarbejder de vilkår, betingelser og metoder, der er fastlagt krav om i CACM GL, og fremsender dem til de kompetente regulerende myndigheder til godkendelse inden for de i CACM GL fastsatte frister. Hvis et forslag til vilkår, betingelser og metoder, der følger af CACM GL, skal udarbejdes og aftales mellem flere TSO'er, samarbejder de deltagende TSO'er tæt herom.

113. Desuden følger det af artikel 9, stk. 5, at hver regulerende myndighed godkender de vilkår, betingelser og metoder, der anvendes til at beregne eller fastlægge den fælles day-ahead- og intraday-kobling, og som udvikles af TSO'erne og NEMO'erne. De er ansvarlige for godkendelsen af de vilkår, betingelser og metoder, der er omhandlet i bestemmelsens stk. 6-8. Artikel 9, stk. 7, fastsætter bl.a., at forslag til den fælles kapacitetsberegning metode, jf. artikel 20, stk. 2, skal godkendes af alle regulerende myndigheder i den berørte region.

114. Artikel 9, stk. 9, bestemmer, at forslaget til vilkår, betingelser og metoder skal omfatte et forslag til tidsrammen for gennemførelsen af disse og en beskrivelse af deres forventede betydning for målene i CACM GL. Forslag til vilkår, betingelser og metoder, der skal godkendes af flere eller alle regulerende myndigheder, fremlægges for agenturet, samtidig med at de fremlægges for de regulerende myndigheder.

115. Det følger af artikel 9, stk. 10, at hvor godkendelse af vilkår, betingelser og metoder kræver, at mere end én regulerende myndighed træffer en afgørelse, rådfører, samarbejder og koordinerer de kompetente regulerende myndigheder tæt med hinanden med henblik på at nå til enighed. De regulerende myndigheder træffer afgørelse om de fremlagte vilkår, betingelser og metoder, jf. stk. 6-8, senest seks måneder efter at de, eller i givet fald sidste berørte regulerende myndighed, har modtaget de omhandlede vilkår, betingelser og metoder.

116. De TSO'er, der er ansvarlige for at fastlægge de i CACM GL omhandlede vilkår, betingelser og metoder, offentliggør dem på internettet, når de kompetente regulerende myndigheder har godkendt dem, eller, hvis en sådan godkendelse ikke er påkrævet, når de er fastlagt, undtagen hvis disse oplysninger anses for værende fortrolige i henhold til artikel 13, jf. artikel 9, stk. 14, i CACM GL.

117. Endelig har artiklerne 20-30 i CACM GL om den fælles kapacitetsberegning metode følgende ordlyd:

INDFØRELSE AF FLOWBASERET KAPACITETSBEREGNING

1. Hvad angår day-ahead-markedets tidsramme og intraday-markedets tidsramme anvendes den flowbaserede tilgang i de fælles kapacitetsberegningismetoder undtagen i tilfælde, hvor kravet i stk. 7 er opfyldt.
2. Senest 10 måneder efter godkendelse af et forslag til en kapacitetsberegning-region, jf. artikel 15, stk. 1, fremlægger TSO'erne i den pågældende kapacitetsberegning-region et forslag til en fælles koordineret kapacitetsberegningstype for regionen. Forslaget sendes i høring i overensstemmelse med artikel 12. For så vidt angår kapacitetsberegning-regioner, der er baseret på regionerne »Nordvesteuropa« (»NVE«) og »det centrale Østeuropa« (»CØE«), jf. bilag I, punkt 3.2, litra b) og d), til forordning (EF) nr. 714/2009, samt for så vidt angår regioner som omhandlet i stk. 3 og 4, suppleres forslaget til kapacitetsberegningstype for regionen, jf. dette stykke, med en fælles ramme for koordinering af og kompatibilitet mellem flowbaserede metoder på tværs af regioner, som udarbejdes i henhold til stk. 5.
3. Uden at dette berører kravet i stk. 1, kan TSO'er fra den kapacitetsberegning-region, der omfatter Italien, jf. bilag I, punkt 3.2, litra c), til forordning (EF) nr. 714/2009, forlænge fristen for fremsendelse af et forslag til en fælles kapacitetsberegningstype baseret på den flowbaserede tilgang for den respektive region, jf. stk. 2, med op til seks måneder, efter at Schweiz har tilsluttet sig den fælles day-ahead-kobling. Forslaget behøver ikke omfatte budområdegrænser i Italien eller mellem Italien og Grækenland.
4. Senest seks måneder efter at alle det sydøsteuropæiske energifællesskabs kontraherende parter deltager i den fælles day-ahead-kobling, fremlægger TSO'erne fra, som minimum, Kroatien, Rumænien, Bulgarien og Grækenland i fællesskab et forslag om indførelse af en fælles kapacitetsberegningstype baseret på den flowbaserede tilgang for både day-ahead- og intraday-tidsrammen. Forslaget skal omfatte en dato for gennemførelsen af den fælles kapacitetsberegningstype baseret på den flowbaserede tilgang, der ikke ligger senere end to år efter, at alle det sydøsteuropæiske energifællesskabs kontraherende parter deltager i den fælles day-ahead-kobling. TSO'er fra medlemsstater, der deler grænser med andre regioner, opfordres til at tilslutte sig initiativerne om gennemførelse af en fælles kapacitetsberegningstype baseret på den flowbaserede tilgang med disse regioner.
5. Så snart to eller flere kapacitetsberegning-regioner, der grænser op til hinanden, i samme synkrone område alle har gennemført en kapacitetsberegningstype baseret på den flowbaserede tilgang for day-ahead- eller intraday-tidsrammen, anses de i denne sammenhæng for at være én region, og TSO'erne fra denne region fremlægger inden for seks måneder et forslag til gennemførelse af en fælles kapacitetsberegningstype baseret på den flowbaserede tilgang for både day-ahead- og intraday-tidsrammen. Forslaget skal omfatte en dato for gennemførelsen af den fælles tværregionale kapacitetsberegningstype, der ikke ligger senere end 12 måneder efter gennemførelsen af den flowbaserede tilgang i disse regioner for så vidt angår day-ahead-tidsrammen og 18 måneder for så vidt angår intraday-tidsrammen. Tidsfristerne i dette stykke kan tilpasses i henhold til stk. 6.

Det kan besluttes, at den metode, som udarbejdes i de to kapacitetsberegning-regioner, der har påbegyndt udarbejdelsen af en fælles kapacitetsberegningstype, indføres først, inden der udarbejdes en fælles kapacitetsberegningstype med eventuelle andre kapacitetsberegning-regioner.

6. Hvis de berørte TSO'er kan påvise, at anvendelsen af fælles flowbaserede metoder, jf. stk. 4 og 5, endnu ikke er mere lønsom ved antagelse af det samme driftssikkerhedsniveau, kan de i fællesskab anmode de kompetente regulerende myndigheder om at udsætte fristerne.

7. TSO'erne kan i fællesskab anmode de kompetente regulerende myndigheder om, at den koordinerede nettotransmissionskapacitetsmetode anvendes i regioner og på budområdegrænser, der ikke er omhandlet i stk. 2-4, hvis de berørte TSO'er kan påvise, at anvendelsen af den fælles kapacitetsberegningss metode baseret på den flowbaserede tilgang endnu ikke er mere lønsom sammenlignet med den koordinerede nettotransmissionskapacitetsmetode ved antagelse af det samme driftssikkerhedsniveau i den berørte region.

8. For at gøre det muligt for markedsdeltagerne at tilpasse sig ændringer i kapacitetsberegningssmetoden tester de berørte TSO'er den nye metode sideløbende med anvendelsen af den eksisterende metode og involverer markedsdeltagerne i mindst seks måneder, før et forslag om at ændre kapacitetsberegningssmetoden gennemføres.

9. TSO'erne i hver kapacitetsberegningssregion, der anvender den flowbaserede tilgang, udvikler et værktøj, som gør det muligt at vurdere interaktionen mellem overførselskapaciteter og områdeoverskridende udveksling mellem budområder, og stiller det til rådighed for markedsdeltagerne.

Artikel 21

KAPACITETSBEREGNINGSSMETODEN

1. Forslaget til den fælles kapacitetsberegningssmetode for en kapacitetsberegningssregion som udarbejdet i henhold til artikel 20, stk. 2, omfatter som minimum følgende for hver kapacitetsberegningss tidsramme:

a) metoder til beregning af data til brug ved kapacitetsberegningen, som omfatter følgende:

i) metoden til fastsættelse af sikkerhedsmargenen, jf. artikel 22

ii) metoderne til fastlæggelse af driftsmæssige sikkerhedsgrenser, driftsforstyrrelser, der er relevante for kapacitetsberegningen, samt allokeringssbegrænsninger, der måtte finde anvendelse, jf. artikel 23

iii) metoden vedrørende produktionsforskydningsnøgler, jf. artikel 24

iv) metoden til fastsættelse af afhjælpende tiltag, der skal medtages i kapacitetsberegningen, jf. artikel 25

b) en detaljeret beskrivelse af kapacitetsberegningssmetoden, som omfatter følgende:

i) en matematisk beskrivelse af den anvendte kapacitetsberegningssmetode med forskellige kapacitetsberegningssdata

- ii) regler til undgåelse af unødige diskrimination mellem intern og områdeoverskridende udveksling med henblik på at sikre overholdelse af punkt 1.7 i bilag I til forordning (EF) nr. 714/2009
 - iii) regler, der, hvor det er relevant, tager højde for tidligere fordelt overførselskapacitet
 - iv) regler for tilpasningen af flowet på kritiske netkomponenter eller af overførselskapacitet som følge af afhjælpende tiltag, jf. artikel 25
 - v) for så vidt angår den flowbaserede metode, en matematisk beskrivelse af beregningen af distributionsfaktorer for overførsel samt beregningen af marginer til rådighed på kritiske netkomponenter
 - vi) for så vidt angår den koordinerede nettotransmissionskapacitetsmetode, reglerne for beregning af overførselskapacitet, herunder reglerne for effektiv deling af flowkapaciteten på kritiske netkomponenter mellem forskellige budområdegrænser
 - vii) hvor flowet på kritiske netkomponenter påvirkes af områdeoverskridende udveksling i forskellige kapacitetsberegningssystemer, reglerne for deling af flowkapacitet på kritiske netkomponenter mellem forskellige kapacitetsberegningssystemer med henblik på at tage højde for dette flow
- c) en metode til validering af overførselskapacitet, jf. artikel 26.
2. For kapacitetsberegning for intraday-tidsrammen angiver kapacitetsberegningssystemet desuden, hvor hyppigt kapaciteten beregnes på ny, jf. artikel 14, stk. 4, begrundet den valgte hyppighed.
3. Kapacitetsberegningssystemet omfatter alternative procedurer, for det tilfælde at den indledende kapacitetsberegning ikke giver resultater.

4. Alle TSO'er i hver kapacitetsberegningssystemregion anvender så vidt muligt harmoniserede kapacitetsberegningssystemdata. Senest den 31. december 2020 anvender alle regioner en harmoniseret kapacitetsberegningssystemmetode, som navnlig fastsætter en harmoniseret kapacitetsberegningssystemmetode til brug for henholdsvis den flowbaserede tilgang og den koordinerede nettotransmissionskapacitetsmetode. Der foretages en bedømmelse af lønsomheden af harmoniseringen af kapacitetsberegningssystemmetoder, idet harmoniseringen af de flowbaserede metoder og de koordinerede nettotransmissionskapacitetsmetoder med det samme driftsikkerhedsniveau vurderes. Alle TSO'er fremsender deres vurdering sammen med et forslag vedrørende overgangen til en harmoniseret kapacitetsberegningssystemmetode til alle regulerende myndigheder senest 12 måneder efter, at to eller flere kapacitetsberegningssystemregioner har gennemført en fælles kapacitetsberegningssystemmetode, jf. artikel 20, stk. 5.

Artikel 22

METODEN TIL FASTSÆTTELSE AF SIKKERHEDSMARGENEN

1. Forslaget til en fælles kapacitetsberegningssystemmetode skal omfatte en metode til fastsættelse af sikkerhedsmargenen. Metoden til fastsættelse af sikkerhedsmargenen består af to trin. Først anslår de relevante TSO'er sandsynlighedsfordelingen af afvigelserne mellem det forventede flow på tidspunktet for kapacitetsberegningen og det faktiske flow i realtid. Dernæst beregnes sikkerhedsmargenen ved at aflede en

værdi af sandsynlighedsfordelingen.

2. Metoden til fastsættelse af sikkerhedsmargenen fastsætter principperne for beregning af sandsynlighedsfordelingen af afvigelserne mellem det forventede flow på tidspunktet for kapacitetsberegningen og det faktiske flow i realtid samt specificerer de usikkerheder, der skal tages højde for ved beregningen. Med henblik på at bestemme disse usikkerheder tager metoden navnlig højde for:

- a) utilsigtede afvigelser i det fysiske flow inden for en tidsenhed for markedet, der skyldes tilpasningen af flowet inden for og mellem systemområder med henblik på at opretholde en konstant frekvens
- b) usikkerheder, der kan have indvirkning på kapacitetsberegningen, og som kan opstå mellem tidsrammen for kapacitetsberegningen og realtid for den pågældende tidsenhed for markedet.

3. TSO'erne fastlægger i metoden til fastsættelse af sikkerhedsmargenen desuden fælles, harmoniserede principper for afledning af sikkerhedsmargenen af sandsynlighedsfordelingen.

4. På grundlag af den i stk. 1 vedtagne metode fastsætter TSO'erne sikkerhedsmargenen, idet de respekterer de driftsmæssige sikkerhedsgrænser og under hensyntagen til usikkerhederne mellem kapacitetsberegningstidsrammen og realtid samt de afhjælpende tiltag, der måtte være til rådighed efter kapacitetsberegningen.

5. For hver kapacitetsberegningstidsramme fastsætter de berørte TSO'er sikkerhedsmargenen for de kritiske netkomponenter, som den flowbaserede tilgang anvendes på, og for den overførselskapacitet, som den koordinerede nettotransmissionskapacitetsmetode anvendes på.

Artikel 23

METODERNE VEDRØRENDE DRIFTMÆSSIGE SIKKERHEDSGRÆNSER, DRIFTSFORSTYRRELSER OG ALLOKERINGSBEGRÆNSNINGER

1. Alle TSO'er skal respektere de driftsmæssige sikkerhedsgrænser og driftsforstyrrelser, der anvendes i driftssikkerhedsanalysen.

2. Hvis de driftsmæssige sikkerhedsgrænser og driftsforstyrrelser, der anvendes til kapacitetsberegning, ikke er de samme som dem, der anvendes til driftssikkerhedsanalyse, beskriver TSO'erne i forslaget til den fælles kapacitetsberegning metode den særlige metode og de kriterier, de har anvendt til at fastlægge de driftsmæssige sikkerhedsgrænser og driftsforstyrrelser, der anvendes til kapacitetsberegning.

3. Hvis TSO'erne anvender allokeringbegrænsninger, kan disse kun fastlægges ved brug af:

- a) begrænsninger, der er nødvendige for at holde transmissionssystemet inden for de driftsmæssige sikkerhedsgrænser, og som ikke på lønsom vis kan omdannes til maksimale flow på kritiske netkomponenter, eller
- b) begrænsninger, der har til formål at øge det økonomiske overskud for den fælles day-ahead- eller intraday-kobling.

*Artikel 24**METODEN VEDRØRENDE PRODUKTIONSFORSKYDNINGSNØGLER*

1. Forslaget til en fælles kapacitetsberegningss metode skal omfatte et forslag til en metode til fastsættelse af en fælles produktionsforskydningsnøgle for hvert budområde og scenario, der er fastsat i henhold til artikel 18.
2. Produktionsforskydningsnøglerne skal afspejle den bedste prognose for overførslen af en ændring i netpositionen i et budområde til en specifik ændring i produktionen eller forbruget i den fælles netmodel. Denne prognose anvender navnlig oplysninger fra metoden vedrørende fremsendelse af data om produktion og forbrug.

*Artikel 25**METODEN TIL FASTSÆTTELSE AF AFHJÆLPENDE TILTAG, DER SKAL MEDTAGES I KAPACITETSBEREGNINGEN*

1. Alle TSO'er i en kapacitetsberegningssregion fastsætter individuelt de disponible afhjælpnde tiltag, der skal medtages i kapacitetsberegningss for at fremme målene i denne forordning.
2. Hver TSO i en kapacitetsberegningssregion koordinerer med de andre TSO'er i regionen om anvendelsen af afhjælpnde tiltag, der skal medtages i kapacitetsberegningss, og deres faktiske anvendelse i realtidsdriften.
3. For at gøre det muligt at medtage afhjælpnde tiltag i kapacitetsberegningss skal alle TSO'er i en kapacitetsberegningssregion være enige om anvendelsen af afhjælpnde tiltag, der kræver handling fra mere end én TSO.
4. Hver TSO sikrer, at de afhjælpnde tiltag medtages i kapacitetsberegningss, på betingelse af at de disponible afhjælpnde tiltag, der resterer efter beregningss, i kombination med den i artikel 22 omhandlede sikkerhedsmargen, er tilstrækkelige til at opretholde driftssikkerheden.
5. Hver TSO medtager disponible ikke-omkostningskrævende afhjælpnde tiltag i kapacitetsberegningss.
6. Hver TSO sikrer, at de afhjælpnde tiltag, der skal medtages i kapacitetsberegningss, er de samme for alle tidsrammer for kapacitetsberegningss, under hensyntagen til deres tekniske disponibilitet for hver tidsramme for kapacitetsberegningss.

*Artikel 26**METODEN TIL VALIDERING AF OVERFØRSELSKAPACITET*

1. Hver TSO validerer og har ret til at korrigere overførselskapacitet, der er relevant for dennes budområdegrænser eller kritiske netkomponenter, og som tildeles

af den ansvarlige for den koordinerede kapacitetsberegning, jf. artikel 27-31.

2. Hvis den koordinerede nettotransmissionskapacitetsmetode anvendes, inkluderer TSO'erne i den pågældende kapacitetsberegningssregion en regel til fordeling af korrektionen af overførselskapaciteten mellem de forskellige budområdegrænser i den i artikel 21 omhandlede kapacitetsberegningssregion.
3. Hver TSO kan reducere overførselskapaciteten i forbindelse med den i stk. 1 omhandlede validering af overførselskapacitet under henvisning til driftssikkerheden.
4. I løbet af kapacitetsberegningss- og valideringsprocessen koordinerer hver ansvarlig for den koordinerede kapacitetsberegning med de ansvarlige for den koordinerede kapacitetsberegning i naboområdet.
5. Hver ansvarlig for den koordinerede kapacitetsberegning fremsender hver tredje måned en rapport med alle reduktioner foretaget i forbindelse med valideringen af overførselskapacitet, jf. stk. 3, til alle regulerende myndigheder i kapacitetsberegningssregionen. Denne rapport omfatter placeringen og mængden for hver reduktion i overførselskapaciteten samt en begrundelse for reduktionen.
6. De regulerende myndigheder i kapacitetsberegningssregionen træffer afgørelse om at offentliggøre hele eller dele af den i stk. 5 omhandlede rapport.

Afdeling 4

KAPACITETSBEREGNINGSPROCESSEN

Artikel 27

ALMINDELIGE BESTEMMELSER

1. Senest seks måneder efter afgørelsen om metoden vedrørende fremsendelse af data om produktion og forbrug, jf. artikel 16, og metoden vedrørende den fælles netmodel, jf. artikel 17, organiserer alle TSO'erne processen vedrørende sammenstillingen af de individuelle netmodeller.
2. Senest fire måneder efter afgørelserne om kapacitetsberegningssmetoderne, jf. artikel 20 og 21, etablerer TSO'erne i hver kapacitetsberegningssregion i fællesskab de enheder, der er ansvarlige for den koordinerede kapacitetsberegning, og fastsætter regler for deres virke.
3. Som en del af den rapport om kapacitetsberegning og -tildeling, der udarbejdes hvert andet år i henhold til artikel 31, reviderer alle TSO'erne i hver kapacitetsberegningssregion kvaliteten af de data, der anvendes ved kapacitetsberegningen.
4. Alle TSO'er reviderer og ajourfører på baggrund af de senest tilgængelige oplysninger jævnlige, og mindst en gang om året, følgende:
 - a) de driftsmæssige sikkerhedsgrænser, driftsstyrrelser og allokeringssbegrænsninger, der anvendes ved kapacitetsberegningen
 - b) den forventede fordeling af afvigelserne mellem det forventede flow på tidspunktet for kapacitetsberegningen og det faktiske flow i realtid, som anvendes til beregningen af sikkerhedsmargener
 - c) de afhjælpende tiltag, der medtages i kapacitetsberegningen

- d) anvendelsen af metoderne til fastsættelse af produktionsforskydningsnøgler, kritiske netkomponenter og driftsforstyrrelser, jf. artikel 22-24.

Artikel 28

UDARBEJDELSE AF EN FÆLLES NETMODEL

1. For hver tidsramme for kapacitetsberegningen, jf. artikel 14, stk. 1, fremsender hver produktionsenhed eller systembelastende enhed, der er omfattet af artikel 16, inden den fastsatte frist de data, der er fastsat i metoden vedrørende fremsendelse af data om produktion og forbrug, til den TSO, der er ansvarlig for det pågældende systemområde.
2. Hver produktionsenhed eller systembelastende enhed, der fremsender data i henhold til artikel 16, stk. 3, afleverer det mest pålidelige overslag, som det er praktisk muligt at give.
3. Hver TSO udarbejder for hver tidsramme for kapacitetsberegningen en individuel netmodel for hvert scenario, jf. artikel 19, med henblik på sammenstilling af alle de individuelle netmodeller til modellen af det fælles net.
4. Hver TSO fremsender det mest pålidelige overslag, som det er praktisk muligt at give, for hver individuel netmodel til den TSO, der er ansvarlig for at sammenstille de individuelle netmodeller til modellen af det fælles net.
5. For hver tidsramme for kapacitetsberegningen udarbejdes der for hvert scenario som omhandlet i artikel 18 en enkelt model af det fælles net, der dækker hele Unionen, ved at sammenstille data fra alle TSO'er, der anvender kapacitetsberegningens processen, jf. stk. 3 i nærværende artikel.

Artikel 29

REGIONAL BEREGNING AF OVERFØRSELSKAPACITET

1. For hver tidsramme for kapacitetsberegningen fremsender TSO'erne oplysninger til de ansvarlige for den koordinerede kapacitetsberegning og alle de andre TSO'er i kapacitetsberegningens regionen om: de driftsmæssige sikkerhedsgrænser, produktionsforskydningsnøgler, afhjælpende tiltag, sikkerhedsmargener, allokeringsbegrænsninger samt tidligere tildelt overførselskapacitet.
2. Hver ansvarlig for den koordinerede kapacitetsberegning udarbejder en driftsikkerhedsanalyse og anvender dertil de driftsmæssige sikkerhedsgrænser ved hjælp af den model af det fælles net, der er udarbejdet for hvert scenario, jf. artikel 28, stk. 5.
3. Ved beregningen af overførselskapacitet skal hver ansvarlig for den koordinerede kapacitetsberegning:
 - a) anvende produktionsforskydningsnøgler til beregningen af virkningen af ændringer i budområdets nettoposition og flowet på hver jævnstrømsforbindelse
 - b) ignorere de kritiske netkomponenter, der ikke påvirkes væsentligt af ændringer i budområdets nettoposition, jf. den i artikel 21 fastsatte metode, og

- c) sikre, at alle sæt netpositioner i budområdet og flowet på hver jævnstrømsforbindelse, der ikke overstiger overførselskapaciteten, overholder de driftsmæssige sikkerhedsgrænser og sikkerhedsmargener, jf. artikel 21, stk. 1, litra a), nr. i) og ii), og tage højde for allerede tildelt overførselskapacitet, jf. artikel 21, stk. 1, litra b), nr. iii).
4. Hver ansvarlig for den koordinerede kapacitetsberegning optimerer overførselskapaciteten ved hjælp af de disponible afhjælpende tiltag, der er medtaget i kapacitetsberegningen, jf. artikel 21, stk. 1, litra a), nr. iv).
5. Hver ansvarlig for den koordinerede kapacitetsberegning anvender de regler om deling, der er fastsat i henhold til artikel 21, stk. 1, litra b), nr. vi).
6. Hver ansvarlig for den koordinerede kapacitetsberegning respekterer den matematiske beskrivelse af den anvendte kapacitetsberegning, jf. artikel 21, stk. 1, litra b), nr. i).
7. Alle ansvarlige for den koordinerede kapacitetsberegning, der anvender den flowbaserede tilgang:
- a) anvender data om de driftsmæssige sikkerhedsgrænser til beregning af det maksimale flow på kritiske netkomponenter
 - b) anvender den fælles netmodel, produktionsforskydningsnøglerne og driftsforstyrrelserne til beregningen af distributionsfaktorer for overførsel
 - c) anvender distributionsfaktorerne for overførsel til beregningen af det flow, der følger af tidligere tildelt overførselskapacitet i kapacitetsberegningens regionen
 - d) beregner flowet på de kritiske netkomponenter for hvert scenario (under hensyntagen til driftsforstyrrelserne) og justerer dem, under antagelse af at der ikke finder områdeoverskridende udveksling sted inden for kapacitetsberegningens regionen, og idet reglerne til undgåelse af unødigt diskrimination mellem intern og områdeoverskridende udveksling anvendes, jf. artikel 21, stk. 1, litra b), nr. ii)
 - e) beregner de disponible margener på kritiske netkomponenter, under hensyntagen til driftsforstyrrelser, som skal svare til det maksimale flow reduceret med det i litra d) justerede flow, sikkerhedsmargenerne og det flow, der følger af tidligere tildelt overførselskapacitet
 - f) justerer de disponible margener på de kritiske netkomponenter eller distributionsfaktorerne for overførsel ved hjælp af de disponible afhjælpende tiltag, der skal medtages i kapacitetsberegningen, jf. artikel 25.
8. Hver ansvarlig for den koordinerede kapacitetsberegning, der anvender den koordinerede nettotransmissionskapacitetsmetode:
- a) anvender den fælles netmodel, produktionsforskydningsnøglerne og driftsforstyrrelserne til at beregne den maksimale udveksling på budområdegrænser, som skal svare til den maksimale beregnede udveksling mellem to budområder på begge sider af budområdegrænsen under hensyntagen til de driftsmæssige sikkerhedsgrænser
 - b) justerer den maksimale udveksling ved hjælp af de afhjælpende tiltag, der er medtaget i kapacitetsberegningen, jf. artikel 25
 - c) justerer den maksimale udveksling ved hjælp af reglerne om undgåelse af unødigt diskrimination mellem intern og områdeoverskridende udveksling, jf. artikel 21, stk. 1, litra b), nr. ii)

- d) anvender de i artikel 21, stk. 1, litra b), nr. vi) omhandlede regler til effektiv deling af flowkapacitet på kritiske netkomponenter på tværs af forskellige budområdegrænser
- e) beregner overførselskapaciteten, som skal svare til den maksimale udveksling justeret for sikkerhedsmargenen og tidligere tildelt overførselskapacitet.

9. Hver ansvarlig for den koordinerede kapacitetsberegning samarbejder med de ansvarlige for den koordinerede kapacitetsberegning i naboområderne. TSO'erne i naboområderne sikrer dette samarbejde ved at udveksle og bekræfte oplysninger om den indbyrdes afhængighed med den relevante regionale ansvarlige for den koordinerede kapacitetsberegning med henblik på kapacitetsberegning og validering. TSO'erne i naboområderne fremsender oplysninger om den indbyrdes afhængighed til de ansvarlige for den koordinerede kapacitetsberegning, inden kapacitetsberegningen foretages. Den rapport, der udarbejdes hvert andet år i henhold til artikel 31, skal omfatte en vurdering af disse oplysningers nøjagtighed og, i givet fald, korriigerende foranstaltninger.

10. Hver ansvarlig for den koordinerede kapacitetsberegning fastsætter:

- a) flowbaserede parametre for hvert budområde i kapacitetsberegningensregionen, hvis den flowbaserede tilgang anvendes, eller
- b) værdier for overførselskapaciteten for hver budområdegrænse i kapacitetsberegningensregionen, hvis den koordinerede nettotransmissionskapacitetsmetode anvendes.

11. Hver ansvarlig for den koordinerede kapacitetsberegning fremsender overførselskapaciteten til alle TSO'er i den pågældende kapacitetsberegningensregion til validering, jf. artikel 21, stk. 1, litra c).

Artikel 30

VALIDERING OG LEVERING AF OVERFØRSELSKAPACITET

1. Hver TSO validerer resultatet af den regionale kapacitetsberegning for dennes budområdegrænser eller kritiske netkomponenter, jf. artikel 26.
2. Hver TSO sender sin kapacitetsvalidering og sine allokeringbegrænsninger til den relevante ansvarlige for den koordinerede kapacitetsberegning og til de andre TSO'er i den pågældende kapacitetsberegningensregion.
3. Hver ansvarlig for den koordinerede kapacitetsberegning stiller oplysninger om den validerede overførselskapacitet og allokeringbegrænsninger til rådighed til brug for kapacitetstildelingen, jf. artikel 46 og 58.