



AFGØRELSE

GODKENDELSE AF METODEN TIL KAPACITETSBEREGNING I NORDEN

16. juli 2017
Engros & Transmission
18/06209
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 kapacitetstildeling og håndtering af kapacitetsbegrænsninger ("CACM GL")

2. Den anmeldte metode ændrer kapacitetsberegningen i Norden til at være flow-baseret. 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 markedet.

3. Energinet har udarbejdet metoden i henhold til artikel 20, stk. 2 og artikel 21-30 i CACM GL i fællesskab med de andre transmissionssystemoperatører ("TSO'erne") i kapacitetsberegningensregionen i Norden ("CCR Nordic"): Svenska Kraftnät og Fingrid samt med Statnett.

4. Den fælles netmodel, som anvendes til kapacitetsberegningen, er et selvstændigt forslag i henhold til artikel 17 i CACM GL, som blev godkendt af Sekretariatet for Energistilsynet 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 Sekretariatet for Energistilsynet den 10. januar 2017.

5. Forsyningstilsynet finder, at metoden for kapacitetsberegning i Norden angiver tilstrækkeligt klare metoder, kriterier og regler for, hvordan den koordinerer kapacitetsberegner og TSO'erne skal beregne kapaciteten samt alle delementerne til kapaciteten. Ud fra en samlet vurdering finder Forsyningstilsynet, at kravene til metoden i CACM GL er opfyldt.

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

7. Forsyningstilsynet godkender Energinets anmeldte metode i overensstemmelse med artikel 9, stk. 7, litra a) i CACM GL. Metoden vedrørende kapacitetsberegningen skal godkendes af alle regulerende myndigheder i CCR Nordic.

FORSYNINGSTILSYNET

Carl Jacobsens Vej 35
2500 Valby

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

8. Alle regulerende myndigheder i CCR Nordic har rådført, samarbejdet og koordineret tæt med hinanden med henblik på at nå til enighed om godkendelsen af metoden. Den fælles godkendelse fra alle de nordiske regulerende myndigheder er vedlagt som bilag 5.

AFGØRELSE

9. 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.

SAGSFREMSTILLING

BAGGRUND

11. I denne sag tages der stilling til Energinets metodeanmeldelse af fælles nordiske regler for beregning af kapacitet i transmissionsnettet (Capacity Calculation Methodology "CCM"), jf. artikel 20, stk. 2 i Kommissionens forordning (EU) 2015/1222 om fastsættelse af retningslinjer for kapacitetstildeling og håndtering af kapacitetsbegrænsninger ("CACM GL").

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

13. CACM GL har til formål at skabe et velfungerende og indbyrdes sammenkøbt 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. præamblen (nr. 3) til CACM GL.

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

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

16. For at kunne indføre fælles day-ahead- og intraday-kobling er det nødvendigt, at transmissionssystemoperatørerne ("TSO'erne") koordinerer beregningen af den tilgængelige kapacitet. Af præamblen (nr. 6) til CACM GL fremgår det således, 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.

17. Det følger af artikel 20, stk. 2 i CACM GL, at TSO'erne i en kapacitetsberegningregion (Capacity Calculation Region "CCR") fremlægger et forslag til en fælles koordineret kapacitetsberegning metode for regionen for alle regulerende myndigheder i den berørte region. CCR'er er defineret i afgørelse nr. 06-2016 af 17. november 2016 fra Agenturet for Samarbejde mellem Energireguleringsmyndigheder (ACER).

18. 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.

19. Det følger af ACERs afgørelse, at DK1-SE3-forbindelsen, DK2-SE4-forbindelsen og DK1-DK2 (Storebæltsforbindelsen) hører til CCR Nordic. Dermed er Energinet medansvarlig for CCR Nordic i samarbejde med TSO'erne Svenska Kraftnät (SvK) og Fingrid, der ligeledes har budområdegrænser i CCR Nordic. Som EU medlemsstater er Danmark, Sverige og Finland forpligtet til at følge EU forordninger, hvorimod Norge, som EØS-land, først skal implementere EU forordningerne i national ret. CACM GL er endnu ikke implementeret i Norge. Med henblik på en fremtidig optagelse af Norge i CACM GL samarbejdet - og grundet en lang tradition med et fælles nordisk energimarked - samarbejder Norge derfor på nuværende tidspunkt frivilligt med de andre nordiske lande i udarbejdelsen af de regionale forslag i CCR Nordic.

20. De nordiske TSO'er udarbejdede på baggrund af ovenstående et fælles forslag til en fælles koordineret kapacitetsberegningss metode for CCR Nordic inklusiv de norske budområdegrænser.

21. Energinet anmeldte det fælles forslag til godkendelse hos Forsyningstilsynet, det tidligere Energitilsynet, den 15. september 2017. De øvrige nordiske regulerende myndigheder modtog ligeledes fra deres respektive TSO'er det fælles nordiske forslag til en fælles koordineret kapacitetsberegningss metode.

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

23. 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.

24. Forsyningstilsynet analyserede forslaget sammen med de øvrige nordiske regulerende myndigheder og kom frem til, at forslaget af 15. september 2017 skulle ændres, før det kunne blive godkendt.

25. De anmodede ændringer bestod bl.a. i, at metoden for medtagelse af kritiske netkomponenter ("CNE'er") skulle ændres og at metoden for anvendelse af afhjælpende tiltag skulle indeholde klare kriterier for, hvornår de anvendes. Derudover blev der anmodet om præcisering af en lang række elementer i metoden samt om at der tilføjes en ny artikel vedrørende transparens.

26. Forsyningstilsynet modtog Energinets anmeldelse af det ændrede forslag til den fælles koordineret kapacitetsberegningss region den 16. maj 2018 (Bilag 2-3). Det ændrede forslag var vedlagt et uddybende dokument (Bilag 4), der indeholdt en detaljeret beskrivelse af kapacitetsberegningss metoden for CCR Nordic samt en oversigt over de høringssvar, som de nordiske TSO'er modtog i forbindelse med udarbejdelsen af det oprindelige forslag.

27. De nordiske regulerende myndigheder vurderer, at det ændrede forslag af 16. maj 2018 er i overensstemmelse med kriterierne fastsat i artikel 9, artikel 12, artikel 20, stk. 2, og artikel 21 - 30 samt den generelle formålsbestemmelse i artikel 3

i CACM GL. De nordiske regulerende myndigheder er derfor nået til enighed om, at det fælles nordiske forslag til en koordineret kapacitetsberegning af 16. maj 2018 kan godkendes (Bilag 5).

28. De regulerende myndigheder i CCR Nordic finder imidlertid, at den godkendte metode på sigt kan præciseres yderligere i forhold til ansvarsområderne for henholdsvis TSO'erne og den ansvarlige for den koordinerede kapacitetsberegning i CCR Nordic, den såkaldte CCC. De regulerende myndigheder i CCR Nordic er derfor endvidere nået til enighed om "næste skridt" i arbejdet med den fælles koordinerede kapacitetsberegning (Bilag 6).

METODEN FOR KAPACITETSBEREGNING

29. 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, dvs. ACER's afgørelse nr. 06-2016 af 17. november 2016.

30. Metoden betyder, at Norden overgår til såkaldt Flowbaseret ("FB") kapacitetsberegning for day-ahead-markedet og på længere sigt også for intraday-markedet.

31. CACM GL tillader to tilgange i forbindelse med beregningen af overførselskapacitet; den flowbaserede tilgang og den koordinerede nettotransmissionskapacitetsmetode. Den flowbaserede tilgang bør anvendes som den primære metode i forbindelse med kapacitetsberegning på day-ahead- og intraday-markedet, hvis overførselskapaciteten mellem budområderne er indbyrdes stærkt afhængig.

32. Intraday beregningen vil anvende den koordinerede nettotransmissionskapacitetsmetode indtil FB fungerer tilfredsstillende i day-ahead markedet og intraday markedskoblingen teknisk er i stand til at fungere med FB.

33. Metoden medfører, at kapaciteten ikke længere opgives som et statisk maksimum på hver budzonegrænse. Fremover vil kapaciteten i stedet angives som en resterende ledig margin ("RAM") af kapacitet på hvert enkelt CNE med tilhørende Power Transfer Distribution Factor ("PTDF").

34. PTDF er en matrice, der angiver hvordan en ændring i nettopositionen (produktion minus forbrug) i et givent budområde ændrer flowet over hver enkelt CNE. Dette er en forenklet model af, hvordan fysikken i strømmens forløb i netværket forventes at være.

35. 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.

36. Det første krav til metoden, jf. artikel 21 stk. 1, litra a) i) og artikel 22 i CACM GL, er at den skal indeholde 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.

37. Det andet krav til metoden, jf. artikel 21, stk. 1, litra a) ii) og 23 i CACM GL, er at den skal indeholde metode til at fastsætte driftsmæssige sikkerhedsgrænser, driftsforstyrrelser, der er relevante for kapacitetsberegningen samt allokeringensbegrænsninger. Sikkerhedsgrænserne og de mulige driftsforstyrrelser medvirker til at definere det maksimale flow på hver CNE. Ifølge metoden skal begge dele være de samme som fastsættes jf. artikel 25 og 33 i Kommissionens forordning (EU) 2017/1485 om fastsættelse af retningslinjer for elektricitetstransmissions system-drift ("SO GL"). Allokeringensbegrænsninger er fastsat til at må anvendes, når TSO'erne kan bevise, at de er nødvendige for driftsikkerheden eller hvis de beviseligt kan forøge den økonomiske efficiens. Metoden indeholder desuden tre mulige allokeringensbegrænsninger: maksimal ramping på HVDC-forbindelser, implicit tab på HVDC-forbindelser samt maksimal import/eksport i et budområde.

38. Det tredje krav til metoden, jf. artikel 21, stk. 1, litra a) iii) og artikel 24 i CACM GL, er at den skal indeholde en metode til fastsættelse af produktionsforskydningsnøgler (Generation Shift Keys-"GSK"). Metoden angiver ikke, hvilken GSK der skal anvendes, men fastsætter i stedet det princip, at den GSK, som minimerer sikkerhedsmargenen, skal anvendes.

39. Det fjerde krav til metoden, jf. artikel 21, stk. 1, litra a) iv) og 25 i CACM GL er, at den skal indeholde en metode til fastsættelse af afhjælpende tiltag (Remedial Actions ("RAs")), som skal tages i betragtning i kapacitetsberegningen. Metoden indebærer, at der for hver CNE, som kan påvirke flowet over en budområdegrænse, skal foretages en analyse af, hvorvidt det er samfundsøkonomisk efficient at anvende udgiftskrævende RAs (belastningsomfordeling eller modkøb). I tilfælde, hvor det er efficient, vil disse RAs inkluderes i kapacitetsberegningen og forøge RAM på de påvirkede CNE'er. Det vil sige, at TSO'erne søger at forøge den kapacitet, der kan anvendes til handel i day-ahead-markedet. Om udgiftskrævende RAs ender ud i faktisk at skulle anvendes i realtime, er ikke en del af metoden, den omhandler kun, hvordan de skal inkluderes i kapacitetsberegningen.

40. Det femte krav til metoden, jf. artikel 21, stk. 1, litra b) i) i CACM GL er, at den skal indeholde en matematisk beskrivelse af CCM. Den matematiske beskrivelse angiver, at det endelige resultat af CCM giver en PTDF matrice og en RAM vektor, og at begrænsningen i markedskoblingen er givet ved en vektor af nettopositioner ("NP") ganget med PTDF matricen skal være lig med eller mindre end RAM vektoren. Det betyder, at handlen i day-ahead-auktionen ikke kan ende ud i en situation, hvor de aggregerede flows over hver enkelt CNE overstiger den ledige kapacitet (RAM).

41. Det sjette krav til metoden, jf. artikel 21, stk. 1, litra b) ii) i CACM GL er, at den skal indeholde regler for at undgå unødige diskrimination mellem interne og områdeoverskridende udvekslinger. Metoden definerer "unødige diskrimination"

som en situation, hvor et flow er prioriteret over andre, uden at dette kan begrundes ud fra driftssikkerhed og økonomisk efficiens. For at undgå unødige diskrimination angiver metoden, at TSO'erne på kort sigt anvender RAs (jf. metoden for disse), på længere sigt ser på en revision af eksisterende budområder og på lang sigt må udbygge netværket. Alle tre tiltag anvendes dog kun, hvor det giver mening i forhold til økonomisk efficiens.

42. Det syvende krav til metoden, jf. artikel 21, stk. 1, litra b) iii) i CACM GL er, at den skal indeholde regler for, hvordan allerede allokeret kapacitet skal tages i betragtning. Reglerne i metoden angiver, at allerede allokeret kapacitet skal omregnes til flow på hver påvirket CNE ved hjælp af PTDF matricen. Dette flow skal derefter fratrækkes RAM.

43. Det ottende krav til metoden, jf. artikel 21, stk. 1, litra b) iv) og 25 i CACM GL er, at den skal indeholde regler for justeringen af flowet på CNE'er på grund af RA. Metoden angiver, at der for hver RA skal foretages en beregning af, hvordan den påvirker flowet over CNE'er. RAM på CNE'erne skal derefter ændres tilsvarende.

44. Det niende krav til metoden, jf. artikel 21, stk. 1, litra b) v) i CACM GL er, at den skal indeholde en matematisk beskrivelse af beregningen af PTDF og RAM. Dette er givet i metoden.

45. Det tiende krav til metoden, jf. artikel 21(1)(b)(vii) i CACM GL er, at den skal indeholde regler for deling af kapacitet på interne CNE'er mellem budområdegrænser i forskellige CCR'er. Metoden angiver, at dette skal gøres ved at angive hver budzonegrænse i en tilstødende CCR (Baltic og Hansa) som et virtuelt budområde. De virtuelle budområder indgår i PTDF matricen på lige vilkår med alle andre budområder. Det kaldes Advanced Hybrid Coupling ("AHC").

46. Det elvte krav til metoden, jf. artikel 21, stk. 1, litra c) og 26 i CACM GL er, at den skal indeholde en metode for validering af kapaciteten. Metoden angiver, at hver TSO kan ændre RAM på relevante CNE'er, hvis der er ny tilgængelig information, som kan begrunde en ændring. Ændringer og tilhørende begrundelser skal rapporteres til de regulerende myndigheder.

47. Det tolvte krav til metoden, jf. artikel 21, stk. 2 og 26 i CACM GL er, at den skal angive hyppigheden for genberegning af kapacitet til intraday-markedet. Metoden angiver, at den første beregning af intraday kapacitet skal ske på baggrund af resultatet af day-ahead-markedskoblingen og derefter skal genberegninger ske, såfremt opdaterede fælles netmodeller kommer til rådighed.

48. Det trettende krav til metoden, jf. artikel 21, stk. 3 i CACM GL er, at den skal indeholde alternative procedurer for kapacitetsberegningen. Metode angiver, at i tilfælde af at kapaciteterne ikke kan beregnes, skal de allerede beregnede langsigtede kapaciteter anvendes i stedet for.

49. Udover kravene i CACM GL indeholder metoden bestemmelser, der angiver, hvad der skal publiceres til markedet (bl.a. alle CNE'er med komponenter) samt yderligere information, der skal leveres til de regulerende myndigheder, f.eks. skyggepriser for begrænsninger.

50. Metoden indeholder også en implementeringsplan, som angiver, at der skal foretages simuleringer og parallel runs indtil metoden har bevist at være pålidelig og levere driftsikkerhed og økonomisk efficiens på niveau med – eller bedre end – den nuværende metode. Der er derfor ikke nogen fast dato for, hvornår den flow-baserede metode endeligt bliver implementeret.

RELATION TIL ANDRE CACM GL METODER

51. 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 Sekretariatet for Energitilsynet den 10. januar 2017.

52. 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 Sekretariatet for Energitilsynet den 5. maj 2017.

53. 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.

54. 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

55. Forsyningstilsynet har haft det modtagne forslag angående metoden til kapacitetsberegning i Norden i høring fra den 19. september 2017 til den 17. oktober 2017. Høringsfristen blev senere forlænget til den 26. oktober 2017. Høringen blev foretaget sammen med de andre nordiske regulerende myndigheder gennem NordREG.

56. Forsyningstilsynet har modtaget 6 høringssvar fra følgende aktører:

- Vattenfall
- NordEnergi (gennem Dansk Energi)
- Euroelectric, NordEnergi, EFET, MPP

- Finnish Energy
- Energi Företagen (Swedish Energy)
- Nord Pool

57. De indkomne høringssvar nævner i høj grad de samme problemstillinger, og disse besvares herunder samlet, der er derfor ikke en specifik besvarelse til hvert enkelt punkt i hvert høringssvar.

VURDERING AF HØRINGSSVAR

58. *De indgivne høringssvar angiver, at det er afgørende, at metoden beviseligt er velfungerende før den bliver implementeret. Flere høringssvar nævner, at der bør være 18 måneder med parallelle kørsler, samt at metoden skal give højere økonomisk velfærd sammenlignet med den nuværende metode og andre alternative metoder.*

59. Forsyningstilsynet er enig med de indkomne høringssvar i, at det er afgørende, at metoden fungerer, før den bliver endeligt implementeret. I den godkendte metode er der en implementeringsplan med kriterier, der skal opfyldes. Disse kriterier angiver, at metoden ikke kan implementeres, hvis den giver dårligere operationel sikkerhed eller økonomisk efficiens end den nuværende metode. Der er ikke inkluderet et endeligt krav til 18 måneder med parallelle kørsler, til gengæld er der krav om minimum ét år med simuleringer og minimum ét år med parallelle kørsler, hvilket i alt giver minimum 2 år med test af metoden. Efter Forsyningstilsynets vurdering opfylder dette høringssvarenes anmodning.

60. *Nogle af de indgivne høringssvar angiver, at det er vigtigt, at den flow-baserede metode ikke sænker kapaciteten på grænserne i forhold til den nuværende metode, og at det er et vigtigt kriterium for go-live, at metoden øger de overordnede kapaciteter.*

61. Forsyningstilsynet er ikke enig i, at øget kapacitet er et mål i sig selv. Det er forventeligt, at den nye metode i nogle tilfælde vil lede til mindre kapacitet, hvis dette samtidigt resulterer i en højere økonomisk velfærd. Et eksempel på dette kan være, at kapaciteten/flowet på en budområdegrænse uden prisforskel sænkes med 200 MW for at give 100 MW ekstra på en budområdegrænse med en stor prisforskel. Metoden fokuserer på, at økonomisk velfærd skal øges sammenlignet med i dag, og dette er med i kriterierne for implementeringen.

62. *Alle høringssvarene angiver, at der er behov for at sammenligne resultater fra den koordinerede nettotransmissionskapacitetsmetode (CNTC) med den flow-baserede metode (FB) for at kunne evaluere, hvad der er bedst.*

63. Forsyningstilsynet er enig i, at simuleringer med sammenligning af mange forskellige måder at beregne kapaciteten på vil være at foretrække. Der er dog en væsentlig detalje, som skal tages med i betragtningen. Ifølge CACM GL skal både CNTC og FB anvende de samme inputparametre på alle punkter. Samme fælles netmodel (CGM), afhjælpende tiltag (remedial actions), sikkerhedsmargen, pro-

duktforskydningsnøgler (GSK), samme kritiske netkomponenter (CNE'er) og samme operationelle sikkerhedsgrænser. Det eneste punkt, hvor de to metoder adskiller sig, er, om CCC'en fastsætter de endelige kapaciteter ex-ante (CNTC) eller det sker i markedskoblingen (FB). Så længe samtlige input-parametre er de samme, er det umuligt, at CNTC giver et bedre resultat. Det kan maksimalt give den samme økonomiske velfærd, hvilket vil ske i de tilfælde, at TSO'erne gætter markedetsresultatet perfekt. Det er derfor mindre interessant, at se på en sammenligning af CNTC og FB. Det er mere interessant at se på forskellige måder at beregne inputparametrene. Det er Forsyningstilsynets forventning, at TSO'erne vil gøre dette i simuleringerne, jf. implementeringsplanen (inden for rammerne i metoden).

64. *Alle høringssvarene angiver, at metoden flytter interne begrænsninger til budzonegrænserne som "default", og at dette er imod EU forordning 714/2009 og CACM GL og kun bør ske undtagelsesvist.*

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 budzonegrænserne. 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 driftsikkerheden og samtidig maksimere økonomisk velfærd (på EU-niveau).

65. *Nogle af høringssvarene angiver, at metoden kun skal kunne resultere i intuitive flows, dvs. der skal ikke være mulighed for flows mod prisretningen.*

66. En begrænsning i markedskoblingen, der sikrer en løsning uden flows mod prisretningen, er en allokeringsbegrænsning. For at inkludere en allokeringsbegrænsning i metoden, skal den leve op til kravene i artikel 23, stk. 3 i CACM GL; det vil sige at den skal være nødvendig for driftsikkerheden eller for at kunne forøge den økonomiske velfærd. Den i høringen efterspurgte allokeringsbegrænsning er ikke nødvendig for driftsikkerheden. Da allokeringsbegrænsningen samtidigt væsentligt forringer den økonomiske velfærd ved at sænke flowet i forhold til i dag, har Forsyningstilsynet vurderet, at den ikke skal tilføjes til metoden. Det er samtidig værd at bemærke, at der i de seneste år flere gange ugentligt har været flows mod prisretningen på forskellige budområdegrænser, for at sikre mere kapacitet i timerne før og efter. Dette sker især på DK1-NO2.

67. Eksempel på negativ effekt af denne allokeringsbegrænsning: Time 1 har flow på 1200 MW fra NO2 til DK1, pris på 20 EUR/MWh i NO2 og 30 EUR/MWh i DK1. Time 2 har flow på 600 MW fra NO2 til DK1, pris på 20 EUR/MWh i NO2 og 19 EUR/MWh i DK1. Dette er en typisk situation i dag. Med allokeringsbegrænsningen er time 2 ikke et gyldigt resultat, og flowet sænkes til 0. Dette resul-

terer samtidig i at flowet i time 1 sænkes til 600 MW pga. interaktionen med ramping begrænsningen og dette medfører et stort tab af økonomisk velfærd.

68. *Nogle af høringssvarene angiver, at følgende skal ændres: "Costly RAs may only be applied in the case that they are available, more efficient, and do not compromise operational security", så der i stedet står, at "...costly RAs shall be used..."*.

69. Forsyningstilsynet er enig i denne betragtning og metoden er blevet ændret tilsvarende.

70. *Nogle af høringssvarene angiver, at metoden for validering af kapacitet er for åben, at der er risiko for, at TSO'erne anvender valideringen til at underminere CCC'ens arbejde med at beregne kapacitet, og at valideringsansvaret derfor bør flyttes til CCC'en.*

71. Forsyningstilsynet må pointere, at artikel 26, stk. 1 i CACM GL angiver følgende: *"Hver TSO validerer og har ret til at korrigere overførselskapacitet..."*. I metoden er det til gengæld angivet, at TSO'erne skal rapportere alle reduktioner i kapacitet fra valideringsfasen til regulatorerne, inklusiv en begrundelse. Hvis TSO'erne regelmæssigt reducerer kapaciteten i valideringsfasen, vil regulatorerne nærmere analysere dette og tage passende handling.

72. *Alle høringssvarene angiver, at det er afgørende at transparensen er høj hele vejen igennem implementeringsprocessen, at transparenskrav inkluderes direkte i metoden og at transparensen som minimum skal være på samme niveau som i CWE området.*

73. Forsyningstilsynet er enig i, at det er afgørende for en succesfuld implementering, at transparensen over for interessenter er sikret. Metoden indeholder derfor nu en ny artikel, som angiver krav til, hvad TSO'erne skal publicere til markedet.

VURDERING

74. I den foreliggende sag skal Forsyningstilsynet træffe afgørelse om godkendelse af Energinets forslag af 16. maj 2018 om forslag til den fælles koordinerede kapacitetsberegningss metode i henhold til artikel 9, stk. 7, litra a), jf. artikel 20, stk. 2 i Kommissionens forordning (EU) 2015/1222 af 24. juli 2015 om fastsættelse af retningslinjer for kapacitetstildeling og håndtering af kapacitetsbegrænsninger (CACM GL).

75. Forsyningstilsynet bemærker, at metoden er udarbejdet af alle de nordiske TSO'er.

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

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

78. 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.

79. Med godkendelse af metoden for kapacitetsberegningen overgår markedet til fælles nordiske regler for TSO'ernes beregning af kapacitet.

80. Forsyningstilsynet vurderer, at metoden for kapacitetsberegning i Norden samlet set opfylder de specifikke krav til metoden i artikel 20, stk. 2 samt artikel 21 til 30 i CACM GL, og 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.

81. Forsyningstilsynet bemærker, at den flowbaserede metode udvider 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.

82. Forsyningstilsynet finder, at metoden er direkte relevant for alle nordiske aktører i engrosmarkedet, da den har afgørende betydning for deres muligheder for handel over budområdegrænser samt forventes at påvirke priserne i de nordiske engrosmarkeder. Forsyningstilsynet finder desuden, at metoden har indirekte betydning for markedsaktører uden for Norden, da handel og prisdannelse i Norden til en vis grad har afsmittende effekt på resten af EU. Dette er primært tilfældet for de Baltiske lande samt Holland, Tyskland og Polen. Ligeledes finder Forsynings-

tilsynet, at metoden har betydning for de udpegede elektricitetsmarkedsoperatører (Nominated Electricity Market Operators - "NEMOs") som opererer i Norden, 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.

83. Forsyningstilsynet vurderer desuden, at de ændrede kriterier for inkludering af CNE'er og anvendelse af afhjælpende tiltag, ikke giver anledning til at tro, at der sker unødigt diskriminerende behandling af flows inden for et budområde i forhold til mellem budområderne. Metoden giver alle markedsaktører inden for samme budområde præcis samme mulighed for adgang til overførselskapacitet samt behandler alle eksterne budområdegrænser (til Hansa og Baltic) på lige vilkår med interne budområdegrænser gennem AHC. Forsyningstilsynet vurderer derfor, at metoden samlet set sørger for ikke-diskriminerende adgang til overførselskapacitet.

84. Forsyningstilsynet bemærker, at metoden indfører ens regler og kriterier for alle nordiske TSO'er og ikke indeholder undtagelser for hverken specifikke budområder eller markedsdeltagere. Sekretariatet vurderer derfor, at forslaget lever op til forordningens mål om at sikre en fair og ikke-diskriminerende behandling af TSO'er og markedsdeltagere.

85. Forsyningstilsynet vurderer desuden, at metodens bestemmelser angående transparens og information, der skal deles med både interessenter og de regulerende myndigheder, samlet set er med til at sikre og øge transparensen i markedet.

86. Forsyningstilsynet bemærker, at kapacitetsberegningssmetoden 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 nordiske lande. Forsyningstilsynet vurderer, at gennem koordineringen og ved at indføre flowbaseret kapacitetsberegning sikrer metoden teoretisk en optimeret beregning og tildeling af overførselskapacitet og opfylder kravet i artikel 3, litra d) i CACM GL. Gennem simuleringer og parallel runs i minimum to år, skal det sikres, at dette også er tilfældet i praksis.

87. Samlet set vurderer Forsyningstilsynet, at forslaget for den fælles koordinerede kapacitetsberegningssmetode i Norden 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

88. 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)**

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

90. 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 samkøringslinjerne 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.”

91. 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 præamblen (nr. 7).

92. 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.

93. 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 Agenturet for Samarbejde mellem Energireguleringsmyndigheder (herefter benævnt ”ACER”), jf. præamblen (nr. 6). De overordnede retningslinjer skal angå områder, som Kommissionen i henhold til art. 6(1) skal angive på en prioritetsliste. Herefter sker udarbejdelsen af netregler efter proceduren i art. 6. Endelig følger det af art. 6(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."

94. 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.

95. CACM GL er derfor vedtaget som en retningslinje ("guideline") med hjemmel i forordningens art. 18(3)(b) og art. 18(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."

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

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

97. 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.

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

99. 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.

100. 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.

101. 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.

102. 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.

103. 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.

104. 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 i CACM GL, jf. artikel 9, stk. 14.

105. Endelig har artikel 20 - 30 om den fælles kapacitetsberegning metode følgende ordlyd:

*Artikel 20**INDFØRELSE AF FLOWBASERET KAPACITETSBEREGNING*

1. Hvad angår day-ahead-markedets tidsramme og intraday-markedets tidsramme anvendes den flowbaserede tilgang i de fælles kapacitetsberegningssmetoder undtagen i tilfælde, hvor kravet i stk. 7 er opfyldt.

2. Senest 10 måneder efter godkendelse af et forslag til en kapacitetsberegningssregion, jf. artikel 15, stk. 1, fremlægger TSO'erne i den pågældende kapacitetsberegningssregion et forslag til en fælles koordineret kapacitetsberegningssmetode for regionen. Forslaget sendes i høring i overensstemmelse med artikel 12. For så vidt angår kapacitetsberegningssregioner, 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 kapacitetsberegningssmetoden 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 kapacitetsberegningssregion, 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 kapacitetsberegningssmetode 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 kapacitetsberegningssmetode baseret på den flowbaserede tilgang for både day-ahead- og intraday-tidsrammen. Forslaget skal omfatte en dato for gennemførelsen af den fælles kapacitetsberegningssmetode 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 kapacitetsberegningssmetode baseret på den flowbaserede tilgang med disse regioner.

5. Så snart to eller flere kapacitetsberegningssregioner, der grænser op til hinanden, i samme synkrone område alle har gennemført en kapacitetsberegningssmetode 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 kapacitetsberegningssmetode baseret på den flowbaserede tilgang for både day-ahead- og intraday-tidsrammen. Forslaget skal omfatte en dato for gennemførelsen af den fælles tværregionale kapacitetsberegningssmetode, 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 kapacitetsberegningssregioner,

ner, der har påbegyndt udarbejdelsen af en fælles kapacitetsberegningss metode, indføres først, inden der udarbejdes en fælles kapacitetsberegningss metode med eventuelle andre kapacitetsberegningss 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 kapacitetsberegningss metoden 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 kapacitetsberegningss metoden gennemføres.

9. TSO'erne i hver kapacitetsberegningss region, 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

KAPACITETSBEREGNINGSS METODEN

1. Forslaget til den fælles kapacitetsberegningss metode for en kapacitetsberegningss region 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 sikkerhedsgrænser, driftsforstyrrelser, der er relevante for kapacitetsberegningen, samt allokeringss begrænsninger, 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 kapacitetsberegningss metoden, som omfatter følgende:
 - i) en matematisk beskrivelse af den anvendte kapacitetsberegningss metode med forskelli-

ge kapacitetsberegningsdata

- 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 bu-dområdegrænser
 - 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 netto-transmissionskapacitetsmetode anvendes på.

Artikel 23

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

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 kapacitetsberegningssmetode.
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, driftsforstyrrelser 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 kapacitetsberegningssproessen, 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 region om: de driftsmæssige sikkerhedsgrænser, produktionsforskydningsnøgler, afhjælpende tiltag, sikkerhedsmargener, allokeringsbegrænsninger samt tidligere tildelt overførselskapacitet.
2. Hver ansvarlig for den koordinerede kapacitetsberegning udarbejder en driftssikkerhedsanalyse 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 æn-

dringer 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 nettopositioner 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 kapacitetsberegningsmetode, 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, korrigerende 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.