

**ENERGINET**

Energinet  
Tonne Kjærvej 65  
DK-7000 Fredericia

+45 70 10 22 44  
info@energinet.dk  
CVR-nr. 28 98 06 71

Dato:  
21. juni 2018

Forfatter:  
AGA/AGA

## NOTAT

# ANSØGNING OM METODEGODKENDELSE AF MARKEDSREGLER FOR KRIEGERS FLAK COMBINED GRID SOLUTION

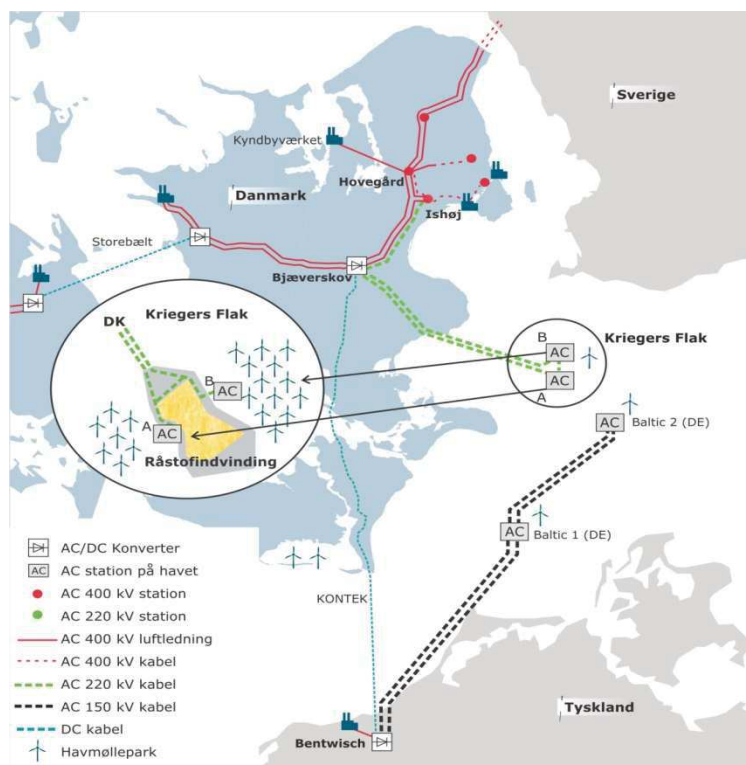
Med henvisning til Elforsyningslovens § 73a anmoder Energinet hermed Energitilsynet om godkendelse af metode for markedsregler på Kriegers Flak Combined Grid Solution (KF CGS).

Forud for fremsendelsen er der gennemført en høring i en fireugers periode. De indkomne høringssvar omhandlede primært transparens vedrørende sammenhængen mellem handelskapacitet og vindproduktioner og konsekvenserne ved afvigelser fra forventningen. På baggrund af høringssvarene er metodeanmeldelsen præciseret flere steder. Alle høringssvar er besvaret i dok. 17/03406-3, som vedhæftes metodeanmeldelsen.

## 1. Indledning

Energinet anmeldte i 2014 markedsmodellen for den kombinerede netløsning for Kriegers Flak til godkendelse i Energitilsynets sekretariat. Energinet anmeldte metoden på baggrund af en forventning om etablering af en jævnstrømsstilslutning af den planlagte danske havvindmøllepark på Kriegers Flak i Østersøen, som også ville forbinde den danske jævnstrømsplatform i Østersøen med de tyske havvindmølleparker Baltic 1 og Baltic 2, sådan at den danske havvindmøllepark ville blive en del af en udlandsforbindelse til Tyskland. Metodeanmeldelsen havde dermed også til formål at klarlægge reglerne for den kommende koncessionshaver af den danske havvindmøllepark, sådan at koncessionshaveren kunne indregne konsekvenserne heraf, når udbuddet af selve koncessionen på havmølleparken skulle gennemføres.

Grundet de høje indkomne priser i udbuddet, der skulle muliggøre etablering af den ønskede løsning med jævnstrømsstilslutning, måtte Energinet og den tyske partner-TSO 50 Hertz Transmission GmbH (50HzT) imidlertid opgive løsningen. Energinet iværksatte efterfølgende et projekt med en vekselstrømsstilslutning af den danske havvindmøllepark på Kriegers Flak.

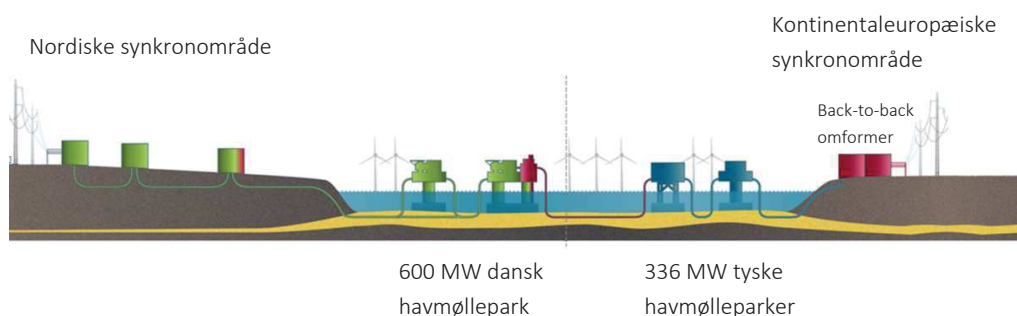


Figur 1 – Kort over havmølleparkerne ved Kriegers Flak, hvor alle parker nu bliver tilsluttet med vekselstrøm.

I forlængelse heraf har Energinet og 50HzT arbejdet på en alternativ løsning for KF CGS. Formålet med KF CGS er fortsat at forbinde den danske havvindmøllepark Kriegers Flak, som indgår i det østdanske prisområde, med de tyske havvindmølleparker Baltic 1 og Baltic 2, som indgår i det tyske prisområde. Da den danske havmøllepark nu etableres med en vekselstrømsilandføring, planlægges udlandsforbindelsen nu også etableret som en vekselstrømsforbindelse.

Da Østdanmark tilhører det nordiske synkronområde og Tyskland det kontinentaleuropæiske synkronområde, er det dog ikke muligt uden videre at lave en vekselstrømsforbindelse mellem den danske og de tyske havvindmølleparker. Derfor etableres der i Bentwisch, hvor de tyske ilandføringer er tilsluttet tysk net, en back-to-back omformer, der omformer vekselstrøm til jævnstrøm og igen tilbage til vekselstrøm.

Denne omformer er den centrale komponent, der styrer udvekslingen mellem Danmark og Tyskland. Når KF CGS er etableret, vil de tyske havmølleparker fra et elektrisk perspektiv således være en del af det nordiske synkronområde. Enhver produktion fra de tyske havmølleparker vil således kun blive ført til det tyske net, hvis et styresignal herom sendes til omformerstationen i Bentwisch. Til dette formål udarbejder Energinet og 50HzT et IT-system, som skal sørge for, at strømmen fra de tyske havmølleparker sendes til Tyskland under hensyntagen til den planlagte udveksling mellem Danmark og Tyskland, så den uplanlagte udveksling på grund af fluktuerende produktion fra de tyske havmølleparker holdes på et minimum.



Figur 2 – Illustration af de forskellige komponenter på KF CGS. Grøn illustrerer komponenter fra den danske ilandføring, blå illustrerer komponenter fra de tyske ilandføringer, rød illustrerer komponenter, som tilføjes ilandføringerne og dermed skaber KF CGS.

Fra et teknisk perspektiv er der stor forskel på den nuværende og den tidligere løsning for KF CGS, men fra et markedsmæssigt-regulatorisk perspektiv medfører de tekniske ændringer meget få ændringer. Da den grundlæggende markedsmodel blev godkendt af Energitilsynet i 2014, er indeværende metodeanmeldelse en uddybning og præcisering af den tidligere godkendte metode. Dette er særligt nødvendigt for rammerne for samarbejdet inden for balance-ring mellem Energinet og 50HzT, som eksplicit ikke var omfattet af den tidligere godkendelse. Dertil kommer netreglerne, som siden Energitilsynets metodegodkendelse i 2014 er blevet godkendt, hvilket også påvirker KF CGS.

## 2. Beregning og tildeling af kapacitet for KF CGS

KF CGS kommer sammen med jævnstrømsforbindelsen KONTEK til at udgøre grænsen mellem den østdanske og den tyske budzone. Fra et markedssynspunkt vil der således kun være én kapacitet på grænsen, og der vil efter idriftsættelse af KF CGS således ikke kunne genfindes en kapacitet for KF CGS som sådan. Af fremstillingsmæssige hensyn beskriver dette afsnit dog alligevel kapacitetsberegningen og -tildelingen som om, at al kapacitet på grænsen stammer fra KF CGS.

### 2.1 Europæisk lovgivning

Som beskrevet i den tidligere godkendte metodeanmeldelse skal KF CGS leve op til både forordning 714/2009 artikel 16 stk. 3 om at stille maksimal kapacitet til rådighed for elmarkederne, og direktiv 28/2009 om vedvarende energikilders prioriterede adgang til transmissionsnettet. Men da KF CGS vil skulle fungere som både ilandføringsanlæg for en havmøllepark og udlandsforbindelse, vil KF CGS have en hybrid juridisk status.

I forlængelse af netreglerne i forordning 2015/122 om fastsættelse af retningslinjer for kapacitetstildeling og håndtering af kapacitetsbegrænsninger (CACM GL) og forordning 2016/1719 om fastsættelse af retningslinjer for langsigtet kapacitetstildeling (FCA GL) er *Capacity Calculation Region Hansa* (CCR Hansa) nedsat, som blandt andet har til opgave at udarbejde

- 1) en fælles koordineret kapacitetsberegningmetode (jf. CACM GL artikel 20, stk. 2) for day-ahead og intraday tidsrammen
- 2) en fælles langsigtet kapacitetsberegningmetode (jf. FCA GL, artikel 10, stk. 1) for den langsigtede tidsramme (som minimum en årlig og månedlig tidsramme)
- 3) en metode til koordineret opdeling af langsigtet overførselskapacitet mellem forskellige langsigtede tidsrammer (jf. FCA GL, artikel 16, stk. 1).

Disse metoder sætter ved deres implementering rammerne for kapacitetsberegning og -tildeling på Kriegers Flak, da forbindelsen ligger i CCR Hansa. TSOerne i CCR Hansa har i september 2017 metodeanmeldt et forslag til en fælles koordineret kapacitetsberegningss metode jf. pkt. 1) ovenfor, imens de to øvrige metoder forventes anmeldt i løbet af 2019 (afhængigt af godkendelsestidspunktet for kapacitetsberegningss metoden). Det grundlæggende princip i den anmeldte metode er, at kapaciteten (på jævnstrømsforbindelser), der frigives til markederne, kun begrænses af fysikken, det vil sige

- forbindelsens maksimale overføringskapacitet (svarende til den termiske overføringskapacitet) inkl. begrænsninger pålagt af udetid i de tilstødende net
- allerede tildelt kapacitet (fx vindproduktion, kapacitet tildelt andre tidsrammer)
- nettab.

## 2.2 Særlige forhold på grund af den tekniske opsætning af KF CGS.

Forud for beskrivelsen af den egentlig kapacitetsberegning og -tildeling beskrives en række metodevalg særskilt, fordi den tekniske opsætning af KF CGS medfører en række forhold, der afviger fra traditionelle udlandsforbindelser.

### 2.2.1 Sikkerhedsmarginer

Elproduktion fra vindmøller er forbundet med usikkerhed på grund af vindens stokastiske natur. Produktionen fra vindmøllerne på KF CGS er bestemmende for, hvor meget kapacitet Energinet og 50HzT kan frigive til markederne. Når Energinet og 50HzT således skal beregne fx den sydgående kapacitet til frigivelse i day-ahead og intraday tidsrammen, er der risiko for, at den faktiske elproduktion på de tyske havmølleparker afviger fra den forventede vindproduktion.

Hvis den faktiske produktion er *lavere* end den forventede, er det driftsmæssigt uproblematisk, da der i så fald vil være overskydende kapacitet, som ikke truer drifts- eller anlægssikkerheden. Men hvis den faktiske produktion *overstiger* den forventede produktion, og markedet har udnyttet den frigivne handelskapacitet mod Tyskland, er der risiko for, at der skal flyde mere energi mod Tyskland, end komponenterne tillader.

For at minimere denne risiko kan Energinet og 50HzT reducere udvekslingen og håndtere de afledte ubalancer i balancemarkedet i Danmark og Tyskland. I det omfang produktionsubalancer kan forudses, vil Energinet og 50HzT dog forud for driftsøjeblikket borthandle ubalancen i regulerkraftmarkedet i Danmark (og/eller intraday markedet i Tyskland). Uanset håndteringen vil der være balanceringsomkostninger for Energinet og 50HzT.

Energinet og 50HzT påtager sig derfor en økonomisk risiko, når der frigives kapacitet på baggrund af en vindprognose. Usikkerheden på vindprognoser er faldende, jo nærmere på driftsøjeblikket prognosen udarbejdes. Hvis en percentil højere end 50 % benyttes til beregning af day-ahead kapaciteten for en bestemt time, vil relativt meget kapacitet blive tilbageholdt på grund af prognoseusikkerhed. Men når denne time nærmer sig, kan der frigives yderligere kapacitet for timen i intraday markedet, fordi prognoseusikkerheden nu er reduceret. Dermed reduceres det samfundsøkonomiske tab ved tilbageholdelsen af kapacitet, samtidig med at den økonomiske risiko for Energinet og 50HzT er reduceret.

50HzT ønsker at benytte en sikkerhedsmargin for produktionen på de tyske havmølleparker for at reducere disse balanceringsomkostninger. Kapaciteten, der frigives til intraday markedet, vil blive opdateret hver time, sådan at den tilgængelige kapacitet alt andet lige vil være stigende

indtil *gate closure time* for intraday markedet. Detaljerne i denne sikkerhedsmargin er ikke en del af indeværende metodeanmeldelse, da de vedrører tyske forhold, og således vil blive behandlet af den tyske regulator.

Den samme problematik er principielt gældende for kapacitet i retning af Østdanmark, men da Energinet får mulighed for at udnytte korttidsoverbelastningsevnen i den danske ilandføring (jf. afsnit 3.1) er den økonomiske risiko betydeligt mindre for Energinet. Energinet ønsker på den baggrund på nuværende tidspunkt ikke at begrænse importkapaciteten til Danmark med sikkerhedsmarginer og vil derfor anvende en 50 % percentil for vindprognosen for den danske havmøllepark. Hvis dette håndtag til at håndtere produktionsubalancer viser sig at være utilstrækkeligt, vil Energinet anmelde en metodeændring til Energitilsynet herom på et senere tidspunkt.

### 2.2.2 Håndtering af udetid på ilandføringer

Med KF CGS får både den danske og de tyske havmølleparker fra et teknisk perspektiv hver to ilandføringer. Det betyder, at begrænsningerne på én ilandføring ikke behøver at føre til en reduktion i produktionen på havmølleparken tilknyttet denne ilandføring. Dermed kan det i et vist omfang undgås, at TSOerne må begrænse produktionen på havmølleparkerne, hvilket skaber samfundsøkonomisk værdi. Ved udetid på back-to-back omformerer i Bentwisch, vil den blive udkoblet, og de tyske vindmøller drives med en vekselstrømstilslutning til det tyske net. KF CGS reduceres i denne konfiguration til to separate nettilslutninger.

Energinet og 50HzT ønsker at sikre så få begrænsninger på produktionen på havmølleparkerne på KF CGS som muligt, og vil derfor lade havmølleparker producere i det omfang, KF CGS kan håndtere produktionen sikkert. Dette er også tilfældet, selvom produktionen ikke kan indføres i havmølleparkens "stamnet", hvilket vil ske, hvis produktionen overstiger en ilandførings transmissionskapacitet.

Det vil altid være tilfældet, at den danske havmøllepark har forrang til den danske ilandføring, og tilsvarende for de tyske havmølleparker i forhold til de tyske ilandføringer. Hvis kapaciteten på den danske ilandføring således kun er fx 100 MW efter hensyntagen til produktion på den danske havmøllepark, vil de tyske havmølleparker kun kunne tillades at producere 100 MW, hvis de tyske ilandføringer er utilgængelige.

Energinet og 50HzT ønsker at håndtere den produktion, som ikke kan fødes ind i "stamnet", som ubalancer mellem Energinet og 50HzT. Dermed vil der ikke blive givet kapacitet til markedet på baggrund af forventet vindproduktion ved udetid på en ilandføring. Baggrunden for dette valg fremgår af afsnit 2.2.3.

### 2.2.3 Forøgelse af handelskapacitet på baggrund af forventet vindproduktion

KF CGS adskiller sig fra andre udlandsforbindelser, idet produktion finder sted mellem afsender- og modtagerenden. Det betyder, at det alt andet lige er teknisk muligt at øge udvekslingen ud over det, som kan tillades alene betragtet fra afsenderenden.

I det følgende betragtes tre eksempler ud fra et tysk eksportperspektiv, men samme eksempler kan opstilles fra et dansk eksportperspektiv, hvor dog asymmetrien mellem kapaciteten på den danske ilandføring og kablerne, der forbinder den danske og de tyske platforme, gør eksemplerne mindre klare.

- 1) Ingen tilgængelighed af den tyske ilandføring

I det mest ekstreme tilfælde er de tyske havmølleparker slet ikke forbundet med det tyske net på grund af udetid på de tyske ilandføringer, imens forbindelsen til det danske net er intakt og har rigelig tilgængelig kapacitet. Her vil enhver produktion på de tyske havmølleparker jf. afsnit 2.2.2 føre til eksport til Danmark. Denne eksport kan ske planlagt som et markedsflow eller uplanlagt som en ubalance.

Hvis eksporten sker *uplanlagt*, vil al produktion fra de tyske havmølleparker blive opgjort som en uplanlagt eksport, som skal ubalanceafregnes (på baggrund af nedregulering i Danmark og opregulering i Tyskland).

Hvis eksporten skal ske *planlagt*, skal der være frigivet handelskapacitet (på baggrund af den forventede vindproduktion), som markedet efterfølgende har udnyttet enten i day-ahead eller intraday tidsrammen. Hvis markedet *ikke har udnyttet* kapaciteten, bliver eksporten uplanlagt som beskrevet i det foregående afsnit. Hvis markedet *har udnyttet* kapaciteten, opstår der ingen ubalance, når produktionen svarer til det forventede. Men hvis den faktiske produktion afviger fra forventningen, opstår der igen ubalancer.

Hvis den faktiske produktion således *overstiger* forventningen, vil der ske uplanlagt eksport, som beskrevet i foregående afsnit. Og hvis den faktiske produktion *er mindre* end forventningen, kan den planlagte eksport ikke finde sted, så der bliver behov for opregulering i Danmark og nedregulering i Tyskland.

## 2) Delvis tilgængelighed af den tyske ilandføring

I et mindre ekstremt eksempel er den tyske ilandføringskapacitet begrænset fra 400 MW til fx 200 MW. Fra et teknisk perspektiv vil enhver forventning om produktion på de tyske havmølleparker kunne øge eksportkapaciteten ud over 200 MW ved at basere handelskapaciteten på den forventet vindproduktion. Dette medfører de samme konsekvenser som beskrevet under det foregående afsnit om ingen tilgængelighed af den tyske ilandføring.

## 3) Fuld tilgængelighed af den tyske ilandføring

I den typiske situation vil den tyske ilandføring være fuldt tilgængelig. Ved fuld eksport fra Tyskland til Danmark, fødes 400 MW ind i KF CGS i Tyskland. På grund af de elektriske tab i omformerne og det tyske 150 kV offshorennet, forventes ca. 20 MW at gå tabt i transmissionen mellem det tyske onshorennet og tilslutningen af de tyske havmølleparker. Transmissionskapaciteten på kablerne mellem de tyske havmølleparker og den danske havmøllepark er 400 MW. Det betyder, at de ca. 20 MW kan erstattes af eventuel produktion fra de tyske havmølleparker uden at KF CGS overbelastes.

Energinet og 50HzT ønsker at følge et princip om kun at frigive kapacitet op til den termiske overføringsevne på hele KF CGS. Produktion herudover vil blive håndteret som ubalancer. I eksempel 1 er den termiske overføringsevne 0 MW, da den tyske ilandføring er utilgængelig, så eksportkapaciteten skal med dette princip sættes til 0 W. I eksempel 2 er den termiske overføringsevne 200 MW, og eksportkapaciteten kan således ikke overstige 200 MW. I eksempel 3 er den termiske overføringsevne 400 MW, og eksportkapaciteten kan således ikke overstige 400 MW.<sup>1</sup>

<sup>1</sup> Eksemplerne forholder sig af fremstillingsmæssige årsager hverken til importkapacitet eller begrænsninger på den øvrige del af KF CGS, fx på grund af produktion på den danske havmøllepark. Sådanne forhold vil indgå i den faktiske kapacitetsberegning.

#### 2.2.4 CCR Hansa kapacitetsberegningemetode

Den anmeldte kapacitetsberegningemetode i regi af CCR Hansa for day-ahead og intraday tidsrammen fastlægger, at KF CGS defineres som en jævnstrømsforbindelse, hvor det som nævnt i afsnit 2.1 kun er tab og allerede tildelt (og nomineret) kapacitet, der kan reducere day-ahead og intraday kapaciteten ud over de fysiske begrænsninger.

I en overgangsfase fra idriftsættelsen, indtil implicit tabshåndtering implementeres på grænsen mellem den østdanske og tyske budzone, eller indtil CCR Hansas kapacitetsberegningemetode er fuldt implementeret, vil Energinet og 50HzT beregne handelskapaciteten i afregningspunktet, som i øjeblikket er fastlagt på 150 kV-siden ved den danske offshoreplatform, hvorfra forbindelsen til Tyskland udgår.<sup>2</sup> Herefter vil kapacitetsberegningen på KF CGS følge metoden for CCR Hansa.

Denne midlertidige afvigelse fra CCR Hansas kapacitetsberegningemetode, som ved idriftsættelse af KF CGS ikke er gældende endnu, påtænkes, fordi netop afregningspunktet er referencen for IT-systemet, der styrer udvekslingen på KF CGS (som nævnt i afsnit 1 og senere uddybet i afsnit 3.1). Af hensyn til den rettidige idriftsættelse af KF CGS ønsker Energinet ikke at komplicere IT-implementeringen unødigt.

Når implicite tab indføres på budzonegrænsen efter den relevante godkendelsesprocedure, vil det samfundsøkonomisk optimale være at overgå til at beregne kapaciteten i modtagerenden. I den forbindelse påtænker Energinet og 50HzT at ændre IT-systemet, så det også bruger modtagerenden som reference. Alternativt vil denne ændring senest ske, når CCR Hansa kapacitetsberegningemetoden er fuldt implementeret.

### 2.3 Kapacitetstildeling

Som beskrevet vil Energinet og 50HzT følge metoderne udviklet under CCR Hansa. Kapacitet vil dermed blive allokeret til den langsigtede tidsramme og til day-ahead og intraday tidsrammerne. Principperne for kapacitetstildeling til de forskellige tidsrammer beskrives i det følgende.

I forhold til allokering til den langsigtede tidsramme vil Energinet og 50HzT allokere kapacitet til en månedlig og en årlig tidsramme. Disse tidsrammer betyder, at kapacitetspotentialet må begrænses på grund af nødvendigheden af på forhånd at allokere ilandføringskapacitet til vindmøllernes potentielle produktion, som inden for disse tidsrammer kan forventes at nå sit maksimale niveau. Før Kriegers Flak havmøllepark er idriftsat finder en sådan reduktion ikke sted for dansk import.

Tildeling af kapacitet til day-ahead tidsrammen sker på baggrund af den allerede allokerede kapacitet i den langsigtede tidsramme og på baggrund af den forventede vindproduktion.

Tildeling til intraday tidsrammen sker på baggrund af de tilsvarende faktorer som for day-ahead tidsrammen, hvor dog kapacitet udnyttet i day-ahead tidsrammen selvsagt ikke vil være tilgængelig for intraday tidsrammen.

### 2.4 Kapacitetsberegning

#### 2.4.1 Langsigtet tidsramme

For den langsigtede tidsramme foreligger der på nuværende tidspunkt ikke et metodeudkast fra CCR Hansa til kapacitetsberegning og kapacitetsopdeling. Selvom Energinet og 50HzT for-

<sup>2</sup> Dette betyder, at handelskapaciteten vil være anderledes i denne overgangsperiode. Denne forskel i handelskapaciteten har dog ingen samfundsøkonomiske konsekvenser, se bilaget.

venter at følge CCR Hansa metoderne, er det derfor nødvendigt at beskrive, hvordan Energinet og 50HzT vil beregne og opdele den langsigtede kapacitet for det tilfælde, at der ikke foreligger en godkendt metode, når KF CGS går i drift. I det omfang CCR Hansa metoderne, der bliver udviklet, afviger fra metodebeskrivelsen i denne anmeldelse, vil Energinet følge metoderne under CCR Hansa.

I den mellemliggende periode vil Energinet og 50HzT følge samme grundlæggende metode som for KONTEK i dag og tildele mindst 20 % af kapaciteten til henholdsvis den månedlige og årlige tidsramme, fortsat afrundet til nærmeste hele MW. Energinet vil pr. 1. januar 2019 tildele kapaciteten på grænsen mellem DK2 og Tyskland som finansielle transmissionsrettigheder i tråd med Energitilsynets afgørelse af 1. juni 2018.

#### 2.4.2 Day-ahead og intraday tidsrammen

Energinet og 50HzT etablerer et IT-system, der gennem styresignaler til omformerne skal styre udvekslingen mellem Danmark og Tyskland, så der ikke sker overbelastninger i KF CGS nettet. Den løbende overvågning via dette system, der danner grundlag for styresignalerne, danner også grundlag for den faktiske kapacitetsberegning. I dette afsnit præsenteres af præsentationstekniske årsager de underliggende principper i kapacitetsberegningen frem for den eksakte beregningsmodel.

Kapacitetsberegningen skal sikre, at mest mulig kapacitet frigives til markederne, uden dog at driftssikkerheden sættes over styr. Kapacitetsberegningen skal således tage højde for, at den frigivne kapacitet ikke vil føre til utilladelige overbelastninger på nogen dele af KF CGS, når der tages højde for den forventede vindproduktion,

Den nordgående handelskapacitet for day-ahead tidsrammen vil således afhænge af

- transmissionskapaciteten på alle dele af KF CGS, som danner grundlag for selve kapacitetsberegningen.
- allerede tildelt og nomineret kapacitet fra den langsigtede tidsramme, som potentielt vil reducere handelskapaciteten.
- tab i KF CGS nettet fra Tyskland til afregningspunktet, som reducerer handelskapaciteten
- den forventede vindproduktion på de tyske havmølleparker (med sikkerhedsmargin), som øger handelskapaciteten gennem reduktion af tab i KF CGS nettet.
- den forventede vindproduktion på den danske havmøllepark (uden sikkerhedsmargin), som reducerer handelskapaciteten ved at optage transmissionskapacitet på den danske ilandføring.

Tilsvarende vil den sydgående handelskapacitet for day-ahead tidsrammen afhænge af

- transmissionskapaciteten på alle dele af KF CGS, som danner grundlag for selve kapacitetsberegningen.
- allerede tildelt og nomineret kapacitet fra den langsigtede tidsramme, som potentielt vil reducere handelskapaciteten.
- tab i KF CGS nettet fra Danmark til afregningspunktet, som reducerer handelskapaciteten<sup>3</sup>
- den forventede vindproduktion på den danske havmøllepark (uden sikkerhedsmargin), som øger handelskapaciteten gennem reduktion af tab i KF CGS nettet.<sup>4</sup>
- den forventede vindproduktion på de tyske havmølleparker (med sikkerhedsmargin), som reducerer handelskapaciteten ved at optage transmissionskapacitet på den tyske ilandføring.

<sup>3</sup> Ved en kapacitet på fx 400 MW på kablet mellem den danske og tyske platform vil det være muligt, når den danske ilandføring er intakt, at overføre tilstrækkelig energi til, at 400 MW kan nå frem til afregningspunktet. Dermed vil tab på den danske ilandføring kun reducere handelskapaciteten, hvis transmissionskapaciteten på den danske ilandføring er lig med eller lavere end overføringskapaciteten på kablet mellem den danske og tyske platform.

<sup>4</sup> Tilsvarende er denne reduktion af tab kun relevant, hvis den danske ilandføring kun er delvist tilgængelig.

For intraday tidsrammen er tilgangen identisk, dog med den tilføjelse, at kapacitet allerede tildelt og nomineret i day-ahead markedet reducerer handelskapaciteten. I det intradaymarkedet er et kontinuert marked vil kapaciteten løbende blive opdateret i takt med ny information om den forventede produktion på Kriegers Flak havmøllepark og Baltic 1 og 2. Energinet og 50HzT vil opdatere kapaciteten i en timevis cyklus, hvor kapaciteten for timerne, for hvilke intradaymarkedet fortsat er åbent, opdateres. I det omfang at kapaciteten øges (fx på grund af en forventning om lavere vindproduktion), vil der blive frigivet mere kapacitet, som markedsaktørerne kan udnytte. I det omfang at kapaciteten reduceres, vil allerede gennemførte handel være upåvirkede, men modhandlerne, som TSOerne skal gennemføre for at sikre balancen i det danske og tyske elsystem, når der er udnyttet for meget kapacitet, vil først blive gennemført tæt på driftsøjeblikket. Dermed undgår TSOerne, at udsving i forventningen til vindproduktionen udløser modhandler, som efterfølgende viser sig at være unødvendige.

### 3. Markedsmodellen for balancemarkedet for Kriegers Flak havmølle-mark

Som beskrevet i den tidligere metodegodkendelse introducerer KF CGS i visse tilfælde en strukturel flaskehals mellem Kriegers Flak havmøllepark og det danske transmissionsnet. Det sker, når markedsflowet har opbrugt restkapaciteten på den danske ilandføring (efter håndtering af vindproduktionen), og produktion på havmølleparken overstiger forventningen, som lå til grund for handelskapaciteten. Produktionsubalancen kan i dette tilfældet ikke fødes ind i det danske net og må balanceres af enten Kriegers Flak havmøllepark eller sendes til det tyske net. Det samme vil være tilfældet, hvis en tilsvarende situation opstår på den tyske ilandføring.

Denne strukturelle flaskehals reducerer i de berørte timer danske aktørers muligheder for at levere ydelser til balancering af den danske havmøllepark, men giver omvendt i andre timer danske aktører mulighed for at levere ydelser til balancering af de tyske havmølleparker. Den strukturelle flaskehals betyder, at koncessionshaveren i de berørte timer ikke har mulighed for at anvende porteføljebalancering.

Som beskrevet i den tidligere godkendte metodeanmeldelse sker selve afregningen af havmølleparkens ubalancer efter helt normale danske vilkår. Den eneste ændring for havmølleparken på grund af KF CGS er de reducerede muligheder for porteføljebalancering.

#### 3.1 Håndtering af produktionsubalancer på Kriegers Flak havmøllepark ved fuldt opbrugt transmissionskapacitet mod Østdanmark

Energinet etablerer i forbindelse med KF CGS en række monitoreringsværktøjer, der giver Energinet et detaljeret overblik over den kortsigtede tilladelige overføringskapacitet på den danske ilandføring. Dette giver Energinet mulighed for i visse tilfælde at tillade større transmission på den danske ilandføring, end den er dimensioneret til, uden negativ indvirkning på levetiden. Denne teknik (*dynamic line rating, DLR*) udnytter komponenternes korttidsoverbelastningsevne og forventes betydeligt at reducere omfanget af den strukturelle flaskehals, og dermed øge danske aktørers muligheder for at sælge balanceringsydelser, end tilfældet ville være uden DLR.

Energinet vurderer på baggrund af simuleringer af markedsfølsom udveksling med Tyskland og produktionsubalancer på Kriegers Flak havmøllepark, at situationer med fuldt opbrugt importkapacitet mod Østdanmark kun forventes at være relevant for en produktion på 4.000 MWh/år (12.000 MWh/år i worst case). Når Energinet har høstet de første erfaringer med DLR på KF

CGS, forventeligt op til et år efter idriftsættelse af havmølleparken, forventer Energinet, at grænsen for anvendelse af DLR kan øges yderligere, sådan at den berørte energi vil reduceres til ca. 600 MWh årligt (2.000 MWh i worst case).

Uanset denne teknik vil der opstå situationer, hvor (positive) produktionsubalancer på Kriegers Flak havmøllepark ikke kan føres i land i Østdanmark. I disse tilfælde vil ubalancerne skulle håndteres ved nedregulering af Kriegers Flak havmøllepark eller ved at sende ubalancer til Tyskland. Ved nedregulering af Kriegers Flak havmøllepark eksisterer der dog et konkurrencemæssigt problem, idet koncessionshaveren på Kriegers Flak havmøllepark i så fald vil være monopolist i forhold til levering af denne nedregulering. Der vil således være behov for en særlig aftale for at fjerne muligheden for udnyttelse af monopolmagt.

I forhold til det forventede omfang vurderer Energinet ikke, at værdiskabelsen ved at tillade koncessionshaveren at levere denne nedregulering står på mål med omkostningerne ved at etablere muligheden.

Når ubalancerne derfor skal sendes til Tyskland, vil Energinet og 50HzT sammen sikre, at denne balancering sker til den lavest mulige omkostning. Energinet vil så vidt muligt fremsende de forventede ubalancer til 50HzT, som på Energinets vegne kan borthandle ubalancerne i det tyske intradaymarked. Uforudsete ubalancer vil ultimativt blive håndteret i det tyske balancemarked.

### **3.2 Håndtering af produktionsubalancer på Baltic 1 og Baltic 2 havmølleparker ved fuldt opbrugt importkapacitet mod Tyskland**

Baltic 1 og Baltic 2 blev idriftsat i henholdsvis 2011 og 2015. Planlægningen af parkerne fandt således sted, væsentligt før konceptet for KF CGS lå fast. 50HzT har på den baggrund ikke etableret et monitoreringsværktøj i stil med Energinets. På den baggrund vil såvel hyppigheden som omfanget af tyske (positive) ubalancer, der må balanceres i Danmark, alt andet lige være større end tilsvarende for danske ubalancer. Men da 50HzT jf. afsnit 2.2.1 vil operere med sikkerhedsmarginer for handelskapaciteten, vil hyppigheden og omfanget af dansk håndtering af tyske ubalancer også være reduceret.

Når tyske ubalancer skal håndteres i det danske elsystem, benyttes reglerne for regulerkraftmarkedet, hvor tyske ubalancer først udlignes med en eventuel modsatrettet ubalance i det nordiske system, hvorpå danske nedreguleringsbud benyttes til at håndtere de resterende ubalancer.

## 4. Bilag

Energinet og 50HzT vil i en overgangsperiode beregne markedskapaciteten ved afregningspunktet, som ligger ved den danske havmøllepark. Efter denne overgangsperiode vil markedskapaciteten blive beregnet i overensstemmelse med kapacitetsberegningemetoden for CCR Hansa. Det betyder, at markedskapaciteten i overgangsperioden vil være anderledes end efter overgangsperioden. Energinet mener ikke, at denne ændring i markedskapaciteten har nogen samfundsøkonomisk konsekvens. Dette bilag underbygger denne påstand.

Modtager- og afsenderenden udgør de to naturlige yderpunkter for beregning af markedskapacitet på en udlandsforbindelse. En forbindelse med en termisk overføringsevne på fx 500 MW og fx 10 % tab vil således have en markedskapacitet på 500 MW, hvis den beregnes i afsenderenden, imens markedskapaciteten kun vil være 450 MW, hvis den beregnes i modtagerenden.

Ved en kapacitet på 500 MW, som markedet udnytter, er der 500 MWh markedsmæssig efterspørgsel i afsenderenden og 500 MWh markedsmæssigt udbud i modtagerenden. Fysisk set flyder 500 MWh ind i afsenderenden, men der flyder kun 450 MWh ud af afsenderenden. For at kompensere for forskellen mellem det markedsmæssige udbud og det fysiske flow ind i modtagerområdet, indkøber TSOerne tabet, 50 MWh, i modtagerenden og øger dermed også efterspørgslen i modtagerområdet med 50 MWh.

Ved en kapacitet på 450 MW, som markedet udnytter, er der 450 MWh markedsmæssig efterspørgsel i afsenderenden og 450 MWh markedsmæssigt udbud i modtagerenden. Fysisk set skal der flyde 500 MWh ind i afsenderenden, for at der kan flyde 450 MWh ud af afsenderenden. For at kompensere for denne forskel mellem den markedsmæssige efterspørgsel og det heraf følgende nødvendige fysiske flow ud af afsenderområdet, indkøber TSOerne tabet (50 MWh) i afsenderenden og øger dermed efterspørgslen i området med 50 MWh.

Dermed sker der følgende påvirkning af udbud og efterspørgsel i afsender- og modtagerenden ved de to kapacitetsberegningemetoder

MW	Afsenderenden		Modtagerenden	
Markedskapacitet	Efterspørgsel	Udbud	Efterspørgsel	Udbud
450 MW	450+50	0	0+0	450
500 MW	500+0	0	0+50	500

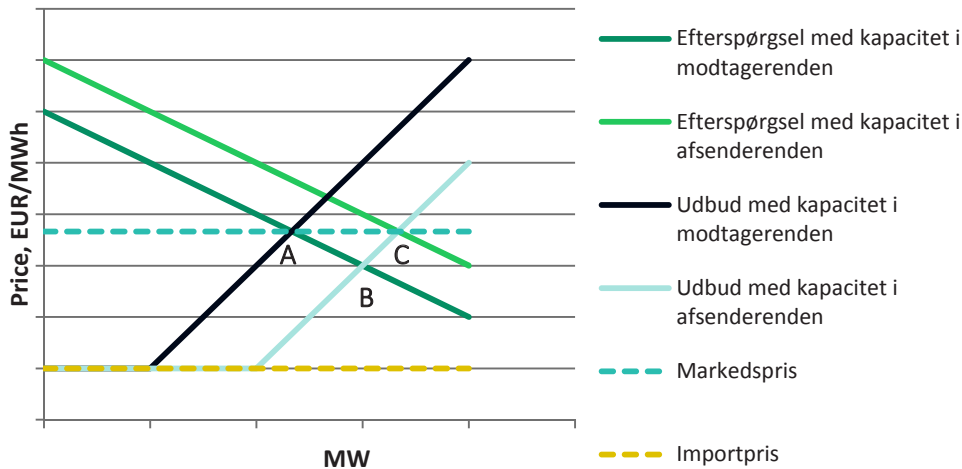
Tabel 1 – Påvirkning af udbud og efterspørgsel i afsender- og modtagerenden ved markedskapacitet på hhv. 450 MW og 500 MW

I afsenderenden er efterspørgslen altså den samme uanset beregningsmetode. Der kan altså ikke være nogen priseffekt af at vælge den ene frem for den anden beregningsmetode. I modtagerenden er der en forskel i både efterspørgsel og udbud. Ved at øge kapaciteten fra 450 MW til 500 MW øges efterspørgslen med 50 MW, samtidig med at udbuddet øges med 50 MW. Disse to effekter vil udligne hinanden, sådan at der heller ikke er en priseffekt i modtagerenden.

Dette kan også fremstilles grafisk. I Figur 3 nedenfor viser punkt A ligevægtspunktet ved kapacitet beregnet i modtagerenden i importmarkedet. Ved at beregne kapaciteten i afsenderenden i stedet, forskydes udbudskurven mod højre, hvilket alt-andet-lige reducerer ligevægtsprisen (ved punkt B). Men alt andet er imidlertid *ikke* lige, da det er nødvendigt også at øge efterspørgslen tilsvarende for at kunne øge udbuddet. Dermed forskydes efterspørgselskurven også mod højre, hvilket trækker ligevægtsprisen opad. Da både udbuds- og efterspørgselskurven

forskydes med samme mængde (50 MW i eksemplet ovenfor), er ligevægtsprisen ved kapacitet beregnet i afsenderenden den samme som i udgangspunktet (ved punkt C).

## Importmarkedet



Figur 3 – Udbuds- og efterspørgselskurver for kapacitet beregnet i både afsender- og modtagerenden.

Dermed afspejler markedetsresultatet fysikken, idet forbindelsen udnyttes maksimalt uanset beregningsmetode. Når valget af beregningsmetode ikke medfører en priseffekt, er der heller ikke en samfundsøkonomisk effekt.

Valget af beregningsmetode påvirker dog TSO'ernes omkostninger til at indkøbe tab, og deres flaskehalsindtægter. Når tabet indkøbes i afsenderenden, købes tabet til en højere omkostning. Denne højere omkostning modsvares dog af tilsvarende højere flaskehalsindtægter. Dette er klart ud fra følgende udregning af flaskehalsindtægter fratrukket tabsomkostning ved hhv. kapacitetsberegning i modtagerenden (receiving end capacity, REC) og afsenderenden (sending end capacity, SEC).

For modtagerenden<sup>5</sup>:

$$\text{Flaskehalsindtægt}_{REC} - \text{Tabsomkostning}_{REC} = (\text{Kapacitet} - \text{Tab}) \times (P_{Høj} - P_{Lav}) - \text{Tab} \times P_{Lav}$$

For afsenderenden

$$\text{Flaskehalsindtægt}_{SEC} - \text{Tabsomkostning}_{SEC} = \text{Kapacitet} \times (P_{Høj} - P_{Lav}) - \text{Tab} \times P_{Høj}$$

Formlen for afsenderenden kan omskrives ved at lægge  $\text{Tab} \times P_{Lav}$  til og trække det fra igen

$$\text{Flaskehalsindtægt}_{SEC} - \text{Tabsomkostning}_{SE} = (\text{Kapacitet} - \text{Tab}) \times (P_{Høj} - P_{Lav}) - \text{Tab} \times P_{Lav}$$

som modsvarer formelen for modtagerenden. Dermed er det klart, at ændringen i tabsomkostningen perfekt modsvares af ændringen i flaskehalsindtægten.

<sup>5</sup> Kapacitet svarer her til den maksimale overføringskapacitet uden tab, svarende til kapaciteten i afsenderenden. Når tab fratrækkes, fås således kapaciteten i modtagerenden.

To Bundesnetzagentur ("BNetzA") and the Danish Utility Regulator ("DUR")

6 May 2019

**Subject: Coordinated statement of 50Hertz and Energinet on the requirements for the operation of Kriegers Flak Combined Grid Solution ("KF CGS") ref. to point 3.1 in Annex I to Regulation 714/2009; your letter from 8 April 2019**

50Hertz and Energinet received on 8 April 2019 a letter from the German and Danish national regulatory authorities ("NRAs") requesting a coordinated statement from both Transmission System Operators ("TSOs") on the requirements the TSOs will introduce to operate the interconnector KF CGS.

Following NRAs' guidance, the TSOs did not file a joint application for approval of the rules that will be applied to KF CGS during the interim period, i.e. the time from starting commercial operation of KF CGS until the approved methodologies for the Capacity Calculation Region ("CCR") Hansa have to be implemented. Thus, national procedures differ and only DUR will issue a formal decision for Energinet.

Before answering the NRA questions one by one, 50Hertz and Energinet would like to make some preliminary statements with regard to TSO cooperation and the design of the CCR Hansa methodologies. As KF CGS is per definition a joint project, the TSOs closely cooperated and still do cooperate to implement and operate the project. Furthermore both TSOs designed the rules they want to apply to KF CGS in the interim period to be as much as possible in line with the (future) CCR Hansa methodologies.

With regard to the three methodologies,

- Capacity Calculation Methodology according to Article 20(2) of CACM, ref. to the TSO CCR HANSA amended proposal, approved by the CCR HANSA NRAs on 17 December 2018, hereafter referred to as "CCM for CCR HANSA",
- Coordinated Redispatch and Countertrade Methodology according to Article 35 of CACM, ref. to the TSO CCR HANSA amended proposal, approved by the CCR HANSA NRAs on 20 February 2019, hereafter referred to as "CRC for CCR HANSA",
- Redispatching and Countertrading Cost Sharing Methodology according to Article 74 of CACM, ref. to the TSO CCR HANSA amended proposal, approved by the CCR HANSA NRAs on 20 February 2019, hereafter referred to as "RCCS for CCR HANSA".

50Hertz and Energinet want to underline that the methodologies cannot be fully implemented by the start of commercialisation of KF CGS. Several provisions in these methodologies depend on other processes (e.g. nomination of regional security coordinators / future regional coordination centres) and do not have the same scope of application (e.g. not applicable per interconnector but per bidding zone border). The implementation deadlines per methodology were approved by NRAs; thus 50Hertz and Energinet consider that the reasoning behind those deadlines is understood by NRAs. Consequently, full compliance with those methodologies will only be possible when the implementation processes are completed. Due to the

complexity of the issues at stake, this will most probably only be the case as of the NRA-approved deadlines.

In the annex 50Hertz and Energinet provide detailed answers to each of the articles of the methodologies in question including the additional information requested by the NRAs.

50Hertz and Energinet are well aware of the changes that will be introduced as of entry into force of the recast Electricity Regulation (ref. Clean Energy for all Europeans Package). Both TSOs addressed the issue to the European Commission and are working together with their national authorities and ministries to find a suitable solution for the long term.

We remain at your disposal for any question you may have.

Yours sincerely



Johannes Bruun  
Energinet Elsystemansvar A/S



Dr. Lorenz Müller  
50Hertz Transmission GmbH



Gert Schwarzbach  
50Hertz Transmission GmbH

# ANNEX

## Content

1.	Introduction .....	3
1.1	TSO coordination with regard to the allocation of capacity to the market .....	3
1.2	Assessment of impact on any third country TSO .....	4
2.	CCR Hansa common coordinated capacity calculation methodology for day-ahead and intraday time frames .....	4
3.	CCR Hansa methodologies on coordinated redispatching and countertrading as well as on cost sharing for redispatching and countertrading .....	8

### 1. Introduction

This document outlines how the operational procedures, to be applied on Kriegers Flak Combined Grid Solution ("KF CGS") when it is commissioned, fit with the future market design within the Capacity Calculation Region ("CCR") Hansa of which KF CGS will be part.

The two relevant national regulatory authorities ("NRAs"), the Danish Utility Regulator ("DUR") and Bundesnetzagentur ("BNetzA") have jointly requested the Transmission System Operators ("TSOs") Energinet and 50Hertz to submit a coordinated statement addressing two critical topics of the market operation of the interconnector.

#### 1.1 TSO coordination with regard to the allocation of capacity to the market

As of its commissioning, KF CGS will be part of the bidding zone border Denmark 2 - Germany/Luxembourg ("DK2 - DE/LU border") which pursuant to the ACER decision no. 06/2016 on the determination of the capacity calculation regions is attributed to the CCR Hansa.

50Hertz and Energinet have agreed that the transmission capacity on KF CGS, which is not needed to transmit the electricity generated in the Danish and German offshore wind farms (OWFs) to the respective national grid, will be made available to the market and thus, will increase the transmission capacity offered on the DK2 - DE/LU border to the market.

Furthermore, 50Hertz and Energinet have agreed to continue offering the cross-zonal transmission capacity on the DK2 - DE/LU border to the market on a long-term basis as well as on a day-ahead and intraday basis.

The long-term cross-zonal capacity on the DK2 - DE/LU border will be allocated to the market participants for the annual and monthly time frames in the form of financial transmission rights ("FTR - options") and thus, in line with the proposal for the regional design of long-term transmission rights ("LTTRs") to be issued on each bidding zone border within the CCR Hansa which was developed a. o. by 50Hertz and Energinet, and was approved a. o. by BNetzA and DUR on 8 March 2018 (Art. 31 FCA GL). The LTTRs will be offered through the single allocation platform ("SAP") of which both 50Hertz and Energinet are shareholders. The

basis for the long-term capacity allocation is formed by the harmonised allocation rules for long-term transmission rights ("HAR") following Article 51 of FCA GL. 50Hertz and Energinet jointly and actively contributed to the development of the HAR and continue contributing to their further development.

The day-ahead cross-zonal capacity on the DK2 - DE/LU border will be allocated through the single day-ahead coupling ("SDAC") and the intraday cross-zonal capacity through the single intraday coupling ("SIDC"). 50Hertz and Energinet actively participated in the projects on establishing, updating and further developing the SDAC respectively the SIDC and are actively engaged in the governance of the SDAC respectively the SIDC.

In case the SDAC process is unable to produce results, the day-ahead cross-zonal capacity on the DK2 - DE/LU border will be allocated through so-called shadow auctions which are performed by the SAP. The basis for these shadow auctions is formed by the shadow allocation rules ("SAR") following Article 44 of CACM GL. 50Hertz and Energinet have jointly and actively contributed to the development of the SAR.

## **1.2 Assessment of impact on any third country TSO**

50Hertz and Energinet have in the course of the project assessed, in accordance with professional standards, the increased flows on the DK2 - DE border that the KF CGS may give rise to, and how these will be distributed throughout the system.

Following the established TSO-process that new interconnectors must be approved before they are put into operation by the TSOs that are impacted by that new interconnector, 50Hertz and Energinet coordinated the presentation of KF CGS to the TSO-community. On the continental side, KF CGS was presented to the Sub-Group Coordinated System Operation ("SG CSO") under the Regional Group Continental Europe ("RG CE") under the System Operation Committee Steering Group Operations on their meeting 19-20 September 2018, whereas on the Nordic side, KF CGS was presented to the Nordic Operational Group ("NOG") under the Regional Group Nordic ("RGN") on their meeting 25 April 2018.

During this process none of the relevant TSOs have declared that they will be significantly impacted by the introduction of KF CGS.

## **2. CCR Hansa common coordinated capacity calculation methodology for day-ahead and intraday time frames**

The Common Coordinated Capacity Calculation Methodology for CCR Hansa for the day-ahead and the intraday time frames ("CCM") was approved by the CCR Hansa NRAs on 17 December 2018 in its version dated 16 October 2018.

The assessment of how the process of capacity calculation that 50Hertz and Energinet plan to apply when KF CGS enters into operation focuses on how and to which extent the CCR Hansa CCM can already be applied to KF CGS when the interconnector enters into commercial operation, and in which cases the methodology stipulates requirements with which KF CGS cannot yet comply with. This is done on an article by article approach.

**Article 1 and 2** are directly applicable as the scope of Article 1 directly applies, and the Article 2 definitions are necessary in order to understand the content of the other articles of the CCR Hansa CCM. The relevant parts of these two articles will therefore be applied for KF CGS.

The **rules for calculating cross-zonal capacity** (article 3) regard mostly processes in the context of capacity calculation which require that the Coordinated Capacity Calculators (CCCs) for the CCR Hansa have been appointed and have become fully operational. By letters dated 15 April 2019, the CCR Hansa TSOs formally appointed Nordic RSC and TSCNET GmbH each as CCC for the day-ahead and intraday capacity calculation of the CCR Hansa under the condition that the CCC function is performed by the two RSCs in cooperation with each other. However, the scope and detailed rules for the performance of the CCC function by each CCC are still to be, and will be, determined in a future service level agreement which will conclude the appointment of the CCCs in CCR Hansa. It is currently not yet known when the future CCCs will be operational with the CCM of CCR Hansa. Therefore, until the CCCs take over this task, the calculation of the capacity on KF CGS will be carried out by the control centres of Energinet and 50Hertz using an IT-tool called MIO (Mastercontroller for Interconnector Operation). The MIO ensures that all cross-zonal capacity of the interconnector – which remains after the feed in of the national OWFs – is given to the energy markets. Moreover, the MIO also ensures that the agreed schedule on the KF CGS part of the DK2 - DE/LU border is met, that no overloading on the interconnector assets occurs and voltage limits as well as reactive power exchange are within agreed limits. 50Hertz and Energinet will take into account all the data described in article 3 of the CCR Hansa CCM when determining the transmission capacity.

50Hertz and Energinet have agreed that as of the commercialisation of KF CGS, the full cross-zonal transmission capacity on the DK2 - DE/LU border will be determined by summing up the cross-zonal capacities of KF CGS and KONTEK.

As of the commercialisation of KF CGS, **the mathematical description of calculation of the transfer capacity** (articles 4 and 12) will be observed when calculating the available transfer capacity ("ATC") on KF CGS for the day-ahead timeframe respectively for the intraday timeframe as described in article 12.

The ATC will be calculated, taking into account the forecasted wind generation of the OWFs, grid losses on the interconnector and any capacity already allocated in previous timeframes.

The **methodology for critical network elements selection** (articles 5 and 14) will be applied as of the start of commercial operation of KF CGS. The critical network elements ("CNEs") for the interconnector KF CGS are the AC lines between Bjæverskov in Denmark and Bentwisch in Germany as well as the back to back converter in Germany and they will be taken into duly consideration in the ATC for either timeframe. In addition to this, the TSOs may also include some CNEs in the meshed AC grid until flow-based market coupling with advanced hybrid coupling in CCR Nordic and CCR Core is applied in order to ensure that operational security limits are not violated.

The **rules for avoiding undue discrimination between internal and cross-zonal exchanges** (articles 5 and 14) are dependent on the implementation of the flow-based capacity calculation ("FB CC") in the CCR Nordic and respectively in the CCR Core and therefore, can be applied only after the implementation of FB CC has been finalised in the CCR Nordic and the CCR Core respectively. Up to that date, relevant AC grid constraints will be handled by the control centres of Energinet and 50Hertz.

The **determination of transmission reliability margin** (articles 6 and 14) is only relevant for a bidding zone border connected by AC lines in the CCR Hansa. KF CGS is a hybrid but is physically operated as a DC line. Consequently, the article is not applicable to KF CGS.

The **methodology for determining operational security limits** (article 7) refers to the methodology for coordinated operational security analysis (ref. Article 75 of System Operation Guideline (SO GL)) that the CCR Hansa RSC will have to carry out on behalf of the CCR Hansa TSOs. This does however not mean that operational security limits are not respected, it can however not be guaranteed at the present state that these are exactly the same as those which will be applicable when SO GL art. 75 is to be implemented, setting the framework for operational security analysis in the future.

For the KF CGS individually, the **application of allocation constraints** (articles 8 and 14) is currently not foreseen, however on the bidding zone border as a whole a ramping restriction is applied in order to maintain frequency stability in the Nordic synchronous area. By start of commercial operation, the existing ramping restriction for the DK2 - DE/LU border is maintained. Future use of this ramping constraint is subject to NRA approval by all Nordic NRAs in the revised system operational agreement in accordance with SO GL, article 137. Any change to the application of allocation constraints will necessitate a separate national application process and approval from one or more NRA as stated by CCR Hansa NRAs on the CCR Hansa NRA telephone conference on 20 March 2019. This also applies to the ID timeframe.

The **methodology for determination of generation shift keys** (articles 9 resp. 14) is not applicable to KF CGS as this is only relevant when determining the total transfer capacity (TTC) on a bidding zone border connected by AC lines.

With respect to **remedial actions to be considered in capacity calculation** (articles 10 resp. 14) 50Hertz and Energinet agreed that as of the commercial operation of KF CGS, the wind feed-in will be used partly to physically compensate grid losses on KF CGS and thus, to optimise the TTC on KF CGS. Furthermore, in accordance with article 10 (2), all available remedial actions will be used to ensure that operational security limits on KF CGS are not violated. Even though, the CCR Hansa TSOs recently appointed TSCNET Services GmbH and the Nordic RSC as CCCs for the CCR Hansa, they will not be fully operational at the moment, when KF CGS commences commercial operation. Therefore, at the beginning, Energinet and 50Hertz will fulfil the roles assigned to the CCCs.

**Article 10**, concerning a methodology for determining remedial actions to be considered in capacity calculation cannot be applied to KF CGS only as KF CGS itself only has some redispatching resources from the directly connected OWFs to apply. Energinet and 50Hertz are however not of the opinion that utilising these resources on a continuous basis is socio-economically beneficial compared to using countertrading where the price formation is based on competition.

During the operation of KF CGS remedial actions like countertrade and in rare instances re-dispatching will be used to ensure that the capacity given to the markets will be firm when the real-time wind generation deviates from the forecasted generation. This will in particular be done by use of countertrading. Only when it would be absolutely necessary to specifically reduce the generation of the OWFs connected directly to KF CGS Energinet and 50Hertz will apply redispatching. On the cable from the Danish OWF on KF CGS to Bjæverskov there will also be some opportunity to apply dynamic line rating (DLR) which enables a temporary overloading of the cables as these are closely monitored in real time.

The **rules for taking into account previously allocated cross-zonal capacity in the day-ahead timeframe** (article 11) and respectively **in the intraday timeframe** (article 15) will be applied for KF CGS as of start of commercial operation in line with the mathematical descriptions of the capacity calculation in article 4 and 12 respectively.

**Article 13** stipulates that the intraday capacity is reassessed by the CCC. As the CCC is not yet operational (see assessment of article 3 above), this will be done by Energinet and 50Hertz. On the basis of updated wind generation forecasts, the TSOs will on an hourly basis reassess the ID capacity for the remaining hours of the day and if so, will adjust the capacities that are offered to the market for the intraday timeframe.

The **methodology for validation of cross-zonal capacity** (article 16) is not applicable as this addresses a situation where capacity calculation is done by the CCC. As the CCCs are not yet operational (see assessment of article 3 above), this will be done by Energinet and 50Hertz.

**Article 17** stipulates that only cross-border lines are taken into account. As flow-based is not yet applied in CCR Core and CCR Nordic, Energinet and 50Hertz will need to take relevant AC grid constraints into account when calculating the capacity, including any need for sharing of capacity of CNEs in the AC grid between different bidding zone borders, where applicable. In essence this means, that this article is not directly applicable as Energinet and 50Hertz will, in addition to the cross-border lines, also take the relevant AC grid constraints within the bidding zones into account.

**Article 18** refers to the need for a fallback methodology for capacity calculation. This will be applicable from the commencement of commercial operation of KF CGS, where TSOs to the best of their ability will try and determine the capacity in accordance with the methodology.

**Article 19:** The implementation plan will not suit any early implementation of the general CCR Hansa CCM on KF CGS.

### **3. CCR Hansa methodologies on coordinated redispatching and countertrading as well as on cost sharing for redispatching and countertrading**

The CCR Hansa TSOs' Coordinated Redispatching and Countertrading Methodology (CRC) and the CCR Hansa TSOs' Common Redispatching and Countertrading Cost Sharing Methodology (RCCS) were approved by the CCR Hansa national regulatory authorities (NRAs) on 18 and 19 February 2019 in its Version dated 04 December 2018.

Point of departure in the following assessment is that it is considered if the CCR Hansa CRC and RCCS methodology is applicable for KF CGS in an early implementation step, and in which cases the methodology requires something which is not available. This is done on an article by article approach.

**Article 3, 4, 5 and 6** of the CRC methodology stipulate that redispatching and countertrading can be applied based on operational security analysis carried out by the CCR Hansa RSCs. As the CCR Hansa RSCs are not yet appointed and not in operation, it is not possible to assign a role in the application of redispatching and countertrading to the CCR Hansa RSCs. Therefore, Energinet and 50Hertz will take over this role until the CCR Hansa RSCs are operational. Energinet and 50Hertz will take their security analysis as point of departure, and will coordinate all application of redispatching and countertrading measures, including any request from third parties.

**According to Article 7** of the CRC methodology, the CCR Hansa RSCs are the coordinating entities for redispatching and countertrading actions with cross-border impact. Energinet and 50Hertz will take over this role until the CCR Hansa RSCs are operational for any KF CGS relevant issues. Energinet and 50Hertz will fulfil all reporting requirements of the Commission Regulation (EU) No 543/2013.

**Article 8** of the CRC methodology. The implementation plan will not suit any early implementation of the general CCR Hansa CRC methodology on KF CGS.

In regard to the sharing of cost and incomes relating to redispatching and countertrading measures applied on KF CGS, Energinet and 50Hertz agreed that as of the start of commercial operation of KF CGS,

1. the costs and incomes will be shared 50 / 50 between Energinet and 50Hertz if the redispatching and countertrading measure was applied to maintain minimum technical limits for stable operation of KF CGS and/or to handle fault, failure or unplanned outage of KF CGS including the converter stations; whereas

2. the costs and incomes shall be covered by the TSO whose wind forecast leads to the redispatching and countertrading measure if that measure was applied to maintain the capacity on KF CGS in case a congestion occurs on KF CGS and that congestion is due to wind forecast error for one of the OWFs.



**Punkt 5**  
**Energitilsynets møde den 28. januar 2014**

15. januar 2014  
Engros & transmission  
13/08233  
/HGO

**Metodegodkendelse af markedsmode**  
**l for Kriegers**  
**Flak havvindmøllepark – elforsyningslovens § 73 a**

**Resumé**

1. I denne sag skal Energitilsynet tage stilling til godkendelse af en markedsmode

l for den kommende vindmøllepark på Kriegers Flak i Østersøen. Modellen forelægges for tilsynet, da der er tale om en ny markedsmode

l for en kombineret netløsning, hvor der på samme fysiske forbindelse etableres tilslutning af en havvindmøllepark og en interconnector mellem Danmark og Tyskland, og den samlede investering repræsenterer en betydelig økonomisk størrelse.

2. Markedsmodellen anmeldes nu, så den kan indgå som en del af rammebetingelserne i udbudsmaterialet, når Energistyrelsen udbyder koncessionen på Kriegers Flak medio 2014 med henblik på, at den første vindmølle kan starte produktion i 2018.

3. Energinet.dk har pligt til at sørge for nettilslutning af havvindemølleparker – herunder den kommende havvindemøllepark på Kriegers Flak i Østersøen. Energinet.dk udfører nettilslutningen af Kriegers Flak som en kombineret netløsning, der på samme fysiske kabelforbindelse dels tilslutter vindmølleparken til det østdanske transmissionsnet, dels – via en nærliggende tysk vindmøllepark – etablerer en udlandsforbindelse til udveksling af elektricitet med Tyskland.

4. Energinet.dk har ansøgt Energitilsynet om metodegodkendelse af en markedsmode

l for den kommende havvindmøllepark på Kriegers Flak. Anmeldelsen vedrører markedsmode

l for spotmarkedet på Kriegers Flak (dvs. hvor og hvordan produktionen fra Kriegers Flak bliver bragt til markedet) og markedsmode

l for balancemarkedet på Kriegers Flak (dvs. hvordan operatøren på Kriegers Flak stilles i forhold til håndtering og afregning af ubalancer i produktionen på havvindmølleparken).

**Sekretariatet for**  
**Energitilsynet**

Carl Jacobsensvej 35  
2500 Valby

tlf. 41 71 54 00  
mail [post@energitilsynet.dk](mailto:post@energitilsynet.dk)  
web [www.energitilsynet.dk](http://www.energitilsynet.dk)

5. SET vurderer, at den kombinerede netløsning er forenelig med EU's forordning vedrørende grænseoverskridende handel i det indre marked og direktiv om fremme af anvendelse af energi fra vedvarende energikilder.
6. EU's forordning vedrørende grænseoverskridende elhandel i det indre marked fastslår, at den størst mulige kapacitet på udvekslingsforbindelser skal stilles til rådighed for markedet. Direktiv om fremme af anvendelsen af energi fra vedvarende energikilder fastslår, at medlemslandene skal garantere prioriteret eller garanteret adgang til nettet for elektricitet produceret fra vedvarende energikilder.
7. SET har i vurderingen af foreneligheden lagt vægt på, at markedsmodellen har været diskuteret med EU-Kommissionen, der finder løsningen kompatibel med EU-reguleringen, idet modellen sikrer prioriteret/garanteret adgang for vindproduktionen, samtidig med at al tilgængelig kapacitet på udlandsforbindelsen stilles til rådighed for markedet.
8. I relation til den danske regulering (Elforsyningsloven, systemansvarsbekendtgørelsen og lov om Energinet.dk) vurderer SET indledningsvis, at den kombinerede netløsning er i overensstemmelse med de overordnede mål og hensyn – forsyningssikkerhed, fremme af bæredygtig energi, konkurrence i produktion og handel med energi samt effektiv udnyttelse af de økonomiske ressourcer.
9. SET vurderer endvidere, at *markedsmodellens vilkår for spotmarkedet* på Kriegers Flak er gennemsigtige, idet modellen offentliggøres på Energinet.dks hjemmeside og vil være en del af udbudsmaterialet, når Energistyrelsen udbyder koncessionen på Kriegers Flak.
10. SET vurderer også, modellen opfylder kravene om objektivitet og rimelighed, idet modellens regler for beregning af handelskapaciteten, der kan gives til markedskoblingen, sker på baggrund af vindprognoser baseret på objektive data, og modellen sikrer, at produktionen fra Kriegers Flak kan afsættes i spotmarkedet i Østdanmark.
11. SET vurderer endelig, at modellen også opfylder kravet om ikke-diskrimination og ligebehandling, idet operatøren på Kriegers Flak får samme betingelser og vilkår mv. som gælder for andre operatører af havvindmølleparker i Østdanmark..
12. I relation til *markedsmodellen for balancemarkedet* finder sekretariatet, at modellen kan godkendes. Modellen giver som udgangspunkt byderne på koncessionen på Kriegers Flak ens vilkår, og den kommende operatør på Kriegers Flak får tilnærmelsesvis samme vilkår som operatører af andre havvindmølleparker i Østdanmark. Endvidere giver modellen gennemsigthed omkring rammebetingelserne i forbindelse med balanceafregning for Kriegers Flak.

13. Der er imidlertid også tilfælde, hvor balanceafregningen for operatøren på Kriegers Flak vil adskille sig fra balanceafregningen for andre operatører af havvindmølleparker.
14. Normalt kan en producent således udligne ubalancer på en produktionsenhed ved hjælp af andre produktionsenheder i sin portefølje – fx kan en forøget vindproduktion på 100 MW udlignes ved at sænke produktionen tilsvarende på et termisk kraftværk, således at producentens samlede elleverance til nettet rammer så tæt som muligt på det indmeldte for den pågældende produktionstime.
15. På Kriegers Flak vil det ikke være muligt at udnytte denne mulighed, når der er en flaskehals på den kombinerede netløsning i udvekslingen mod Østdanmark – dvs. når der er fuld import til Østdanmark, og forbindelsens samlede kapacitet på 600 MW dermed er fuldt udnyttet.
16. Hvis der eksempelvis er forventet en vindproduktion på 300 MW og en import på 300 MW vil der konkret ske det, at en overproduktion af vind på fx 100 MW vil blive udlignet med en afkortning af importen ved hjælp af modkøb i Tyskland – dvs. at der i stedet ilandføres 400 MW vind og 200 MW import. Hvis operatøren på Kriegers Flak udligner sin egen ubalance ved at sænke produktionen på en anden produktionsenhed i Østdanmark med 100 MW, vil der således komme til at mangle 100 MW elektricitet i det østdanske område. Operatøren på Kriegers Flak ville herved udligne sin egen ubalance ved at skabet en ubalance for det østdanske område og dermed behov for, at Energinet.net køber opregulering i Østdanmark. Omkostningerne hertil ville skulle pålignes forbrugerne.
17. SET vurderer, at denne begrænsning for operatøren på Kriegers Flak kan henføres til objektive omstændigheder i forbindelse med fysikken i den kombinerede netløsning. SET vurderer også, at den særskilte balanceafregning ikke er et urimeligt vilkår i rammebetingelserne for operatøren på Kriegers Flak.
18. SET vurderer endvidere, at den særskilte balanceafregning ikke er diskriminerende eller udtryk for forskelsbehandling, idet forholdene vil være kendte for byderne på koncessionen for Kriegers Flak. Det vil derfor være muligt for de enkelte potentielle bydere at opgøre de mulige økonomiske konsekvenser af den særskilte balanceafregning og tage hensyn hertil i deres bud på koncessionen.

## **Indstilling**

19. På baggrund af vedlagte sagsfremstilling og vurdering indstilles, at Energitilsynet træffer afgørelse om følgende:

- At meddele Energinet.dk, at Energitilsynet godkender markedsmode-  
len for Kriegers Flak havvindmøllepark, jf. elforsyningslovens § 73 a,  
stk. 1.

## Sagsfremstilling

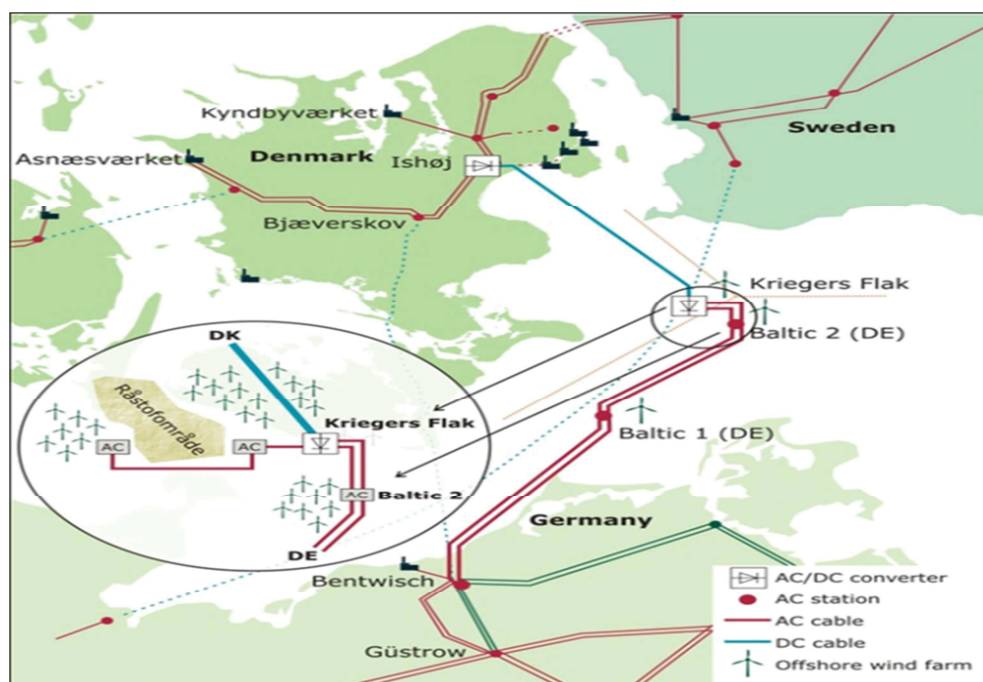
20. Energitilsynet har den 25. oktober 2013 modtaget en ansøgning om metodegodkendelse, jf. elforsyningslovens § 73 a, stk. 1 af en markedsmodel for den kommende vindmøllepark på Kriegers Flak i Østersøen fra Energinet.dk (bilag 1).

21. Kriegers Flak er en havvindmøllepark i Østersøen, der skal etableres i de kommende år. Energistyrelsen vil udbyde koncessionen for Kriegers Flak medio 2014 med henblik på, at de første møller i havvindmølleparken kan sættes i drift medio 2018. Energinet.dk har anmeldt markedsmodellen med henblik på at skabe klarhed om markeds- og rammevilkår mv. for koncessionsansøgerne forud for Energistyrelsens udbud af koncessionen.

22. Energinet.dk skal etablere ilandføring af el-produktionen fra Kriegers Flak, jf. § 5, stk. 1 i bekendtgørelse nr. 1063 af 07/09/2010 om nettilslutning af vindmøller og pristillæg for vindmølleproduceret elektricitet m.m.

23. Nettilslutningen sker ved at etablere en kombineret netløsning, der på samme fysiske forbindelse dels fører produktionen fra Kriegers Flak i land, dels – via en nærliggende tysk vindmøllepark – skaber en interconnector til grænseoverskridende elhandel mellem Danmark og Tyskland. Løsningen er vist i figur 1 nedenfor.

**Figur 1. Geografisk oversigt over placering af den kombinerede netløsning på Kriegers Flak**



Kilde: Energinet.dk

24. Den kombinerede netløsning er valgt, fordi der med en relativ beskedne merinvestering kan realiseres en samfundsøkonomisk gevinst ved at skabe en tættere kobling af markederne i Norden og på kontinentet, idet ilandføringsanlægget kan udnyttes til grænseoverskridende handel i det omfang, anlægget ikke udnyttes til ilandføring af produktionen fra Kriegers Flak.

25. EU-Kommissionen har i efteråret 2013 udpeget Kriegers Flak projektet med den kombinerede netløsning som et "Project of Common Interest" i forbindelse med implementering af infrastrukturforordningen (Europa-Parlamentets og Rådets forordning (EU) nr. 347/2013 af 17. april 2013 om retningslinjer for den transeuropæiske energiinfrastruktur).

26. Projektet har fået 1,1 mia. kr. i støtte fra EU-Kommissionens "Recovery Fund"<sup>1</sup>. De resterende anlægsomkostninger betales af Energinet.dk og den tyske TSO 50Hertz Transmission efter en nærmere bestemt fordelingsnøgle.

27. Det bemærkes i den forbindelse, at Kriegers Flak projektet med den kombinerede netløsning kan ses som et pilotprojekt for udbygningen af infrastrukturen i Europa i forbindelse med etablering af havvindemølleparker, bl.a. i Nordsøen.

28. Den kombinerede netløsning betyder imidlertid også, at vilkårene for elproduktion på Kriegers Flak vil være anderledes end på de øvrige danske havvindemølleparker på enkelte områder. Operatøren af Kriegers Flak vil således have mindre rådighed over ilandføringsanlægget, da forbindelsen samtidig er en udlandsforbindelse til udveksling af elektricitet med Tyskland.

### ***Markedsmodellen for spotmarkedet***

29. Produktionen fra Kriegers Flak vil blive ført i land ved Ishøj – dvs. i det østdanske prisområde, og operatøren vil modtage den østdanske spotpris for produktionen. Operatøren vil herudover modtage et politisk bestemt tilskud til produktionen (fastsættes ved udbuddet af koncessionen), hvis spotprisen i det østdanske prisområde er under den garanterede afregningspris, der fastsættes ved koncessionen. Produktionstilskuddet finansieres via den PSO-tarif, alle elforbrugere betaler.

30. Markedsmodellen sikrer, at der er plads til vindproduktionen på kablet, selvom dette også fungerer som udlandsforbindelse. Handelskapaciteten på forbindelsen – der gives til markedskoblingen – udregnes således ud fra den installerede kapacitet på forbindelsen fratrukket den systemansvarlige prognose for vindproduktionen dagen i forvejen på timebasis.

---

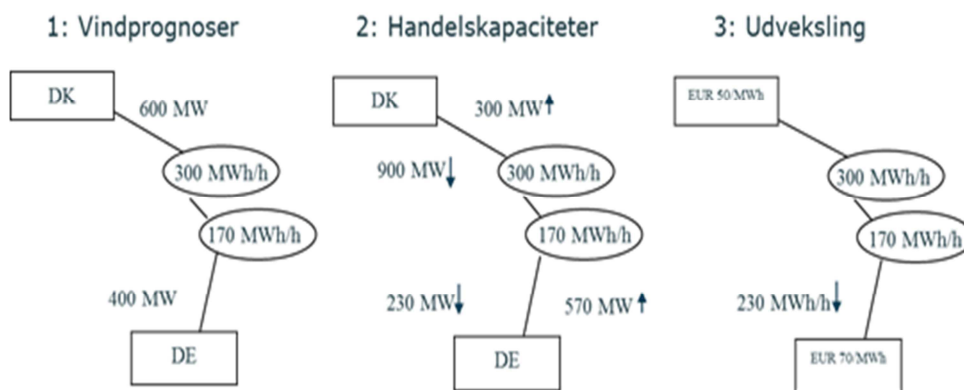
<sup>1</sup> En fond der blev dannet for at sætte skub i vækst og udvikling under finanskrisen.

31. Kriegers Flak operatøren har dermed samme vilkår i spotmarkedet som andre havvindmølleparker forbundet til Østdanmark, og produktionen fra Kriegers Flak kommer til at indgå i fastsættelsen af spotprisen i Østdanmark.

32. Det betyder også, at de danske forbrugeres betalinger via PSO-tariffen (der finansierer tilskuddet til produktionen) ikke påvirkes af forbindelsen til Tyskland.

33. Markedsmodellen for spotmarkedet er illustreret i figur 2:

**Figur 2. Eksempler på beregning af handelskapaciteter og udveksling på den kombinerede netløsning på Kriegers Flak**



Note: Kapaciteten på det danske og det tyske ilandføringsanlæg er henholdsvis 600 MW og 400 MW. Den installerede effekt på havvindmølleparkerne er 600 MW (Kriegers Flak) og 339 MW (Baltic 2 Tyskland).

Kilde: Energinet.dk

34. I eksemplet sker der først en beregning af vindprognoserne (angivet med en cirkel i figur 2) for havvindmølleparkerne af de to systemansvarlige (Energinet.dk og 50Hertz Tyskland) dagen før driftsdøgnet.

35. Herefter beregnes den tilgængelige handelskapacitet, som kan gives til markedskoblingen. Importkapaciteten til Danmark beregnes som den installerede effekt på ilandføringsanlægget fratrukket vindprognosen på Kriegers Flak, dvs. 600 MW (installeret effekt på ilandføringsanlæg) fratrukket 300 MW (vindprognosen for Kriegers Flak), hvilket giver 300 MW importkapacitet.

36. Importkapaciteten til Tyskland beregnes tilsvarende som 400 MW (installeret effekt) fratrukket 170 MW (vindprognose), hvilket giver en importkapacitet på 230 MW.

37. Eksportkapaciteten fra Danmark er i eksemplet 900 MW/time, idet der anvendes "netting" – dvs. at eksportkapaciteten er kapaciteten på ilandsfø-

ringsanlægget (600 MW) plus produktionen på Kriegers Flak, iflg. vindprognosen (300 MW).

38. Udmeldinger af handelskapaciteter på forbindelsen vil følge de normale procedurer for spotmarkedet, og kapaciteten på Kriegers Flak vil i markedskoblingen med Tyskland blive lagt sammen med den tilgængelige handelskapacitet på Kontek-forbindelsen. Markedskoblingen sikrer, at elektriciteten flyder fra lavt til højt prisområde – hvis prisen er lavest i Østdanmark, vil der blive importeret elektricitet til Østdanmark, og hvis prisen er lavest i Tyskland vil der blive eksporteret elektricitet til Tyskland.

39. Sidste skridt i markedsmodellen er fastlæggelse af den endelige udveksling, der bestemmes af elbørserne i markedskoblingen. I eksemplet har Tyskland det højeste prisniveau, og den begrænsende faktor på udvekslingen i sydgående retning er kapaciteten på det tyske ilandsføringsanlæg. Der vil derfor blive eksporteret 230 MW/time fra Østdanmark til Tyskland.

40. Operatøren på Kriegers Flak vil således ikke få mulighed for at udnytte muligheder for grænseoverskridende handel, udover ved deltagelse i markeder i Østdanmark på samme måde som alle andre aktører i markedet.

#### *Levering af regulerkraft fra Kriegers Flak*

41. Havvindmølleparker har prioriteret adgang til transmissionskapaciteten, og operatøren på Kriegers Flak vil derfor kunne sælge regulerkraft til Østdanmark på samme måde, som de andre havvindmølleparker, der er forbundet til Østdanmark.

#### *Markedsmodellen for balancekraft på Kriegers Flak*

42. Balanceafregningen for operatøren på Kriegers Flak vil efter den anmeldte markedsmodel ske til østdanske balancemarkedspriser, idet Kriegers Flak vil blive en integreret del af det østdanske prisområde og have prioriteret adgang til transmissionsnettet. Når der ikke er flaskehalse i udvekslingen på den kombinerede netløsning, vil modellen være fuldstændig identisk med balanceafregningen for de andre danske havvindmølleparker.

43. Når der er fuld import på forbindelsen bestemt af spotmarkedet, og en højere vindproduktion end forudsat i prognoserne, opstår der en strukturel flaskehals mellem Kriegers Flak og det indenlandske transmissionsnet i Østdanmark i den kombinerede netløsning (nettilslutning af vindmølleparken og udlandsforbindelse til Tyskland). Det betyder, at det ikke altid vil være muligt at anvende balanceringsressourcer i Østdanmark til at modvirke en ubalance i produktionen på Kriegers Flak.

44. Markedsmodellen forudsætter i disse tilfælde, at Energinet.dk anvender modhandel i Tyskland til at modvirke ubalancerne i udvekslingen med Tyskland. Markedsmodellen tilsiger også, at det er Energinet.dk, der er fi-

nansielt ansvarlig for at dække forskellen i omkostningen ved anvendelse af tyske balanceringsressourcer sammenlignet med den ikke-realiserede omkostning ved at anvende balanceringsressourcer i Østdanmark, da Kriegers Flak er en integreret del af det Østdanske prisområde.

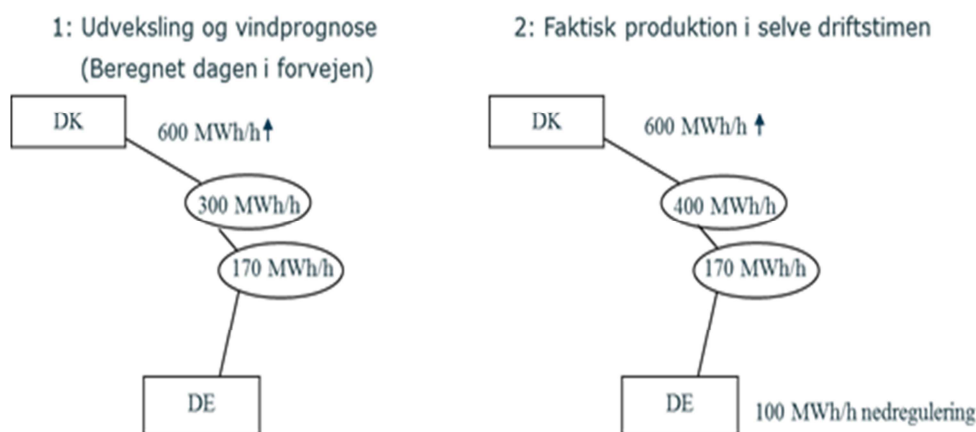
45. Energinet.dk kan, jf. art. 16, stk. 6 i Europa-Parlamentets og Rådets forordning (EF) nr. 714/2009 af 13. juli 2009 (forordning 714/2009), anvende flaskehalsindtægter til at dække de omkostninger, selskabet kan få i den forbindelse.

46. Det ligger endvidere i markedsmodellen og aftalen mellem de TSO'er, at alle finansielle forpligtelser, som følger af udvekslingen med Tyskland, skal bæres af de to systemansvarlige TSO'er (Energinet.dk og 50Hertz Tyskland).

47. I relation til operatøren af Kriegers Flak betyder dette, at operatøren ikke belastes af omkostninger, der følger af udvekslingen med Tyskland (dvs. operatøren betaler svarende til pris i Østdanmark og Energinet.dk betaler differencen mellem Østdanmark/Tyskland). Operatøren stilles derfor – i forhold til balancemarkedspriser – fuldstændig lige med andre operatører af havvindmøller i det østdanske prisområde.

48. Denne situation er illustreret i figur 3:

**Figur 3. Eksempel på situation, hvor der skal anvendes tyske balanceringsressourcer til at balancere Kriegers Flak**



Kilde: Energinet.dk

49. I eksemplet i figur 3 er der fuld import til Østdanmark, og det viser sig i driftstimen, at Kriegers Flak producerer mere end forventet (400 MW mod forventet 300 MW). Det betyder, at den fysiske udveksling mellem Østdanmark og Tyskland må mindskes med 100 MW/time. Da produktionen fra

Kriegers Flak lovgivningsmæssigt har prioriteret adgang, kan nedreguleringen kun ske gennem modkøb i Tyskland.

50. Det bemærkes særligt, at denne metodeanmeldelse **ikke** omfatter rammerne for samarbejdet om balancering mellem Energinet.dk og 50Hertz. Det skyldes, at rammerne for balancering i Tyskland forventes at ændre sig i de kommende år som følge af implementeringen af de europæiske Network codes. Når disse forhold er afklaret, dvs. retligt bindende, vil rammerne for balanceringsamarbejdet blive fastlagt og anmeldt.

51. I en situation, hvor det vil være nødvendigt at anvende østdanske balanceringsressourcer til at afbalancere en ubalance på den tyske havvindmøllepark – dvs. en situation med fuld udnyttelse af importkapaciteten til Tyskland – vil det tilsvarende være nødvendigt at afkorte udvekslingen bestemt af markedskoblingen mellem Danmark og Tyskland, dvs. at 50Hertz køber nedregulering i Østdanmark.

52. Aktivering af nedreguleringen i Østdanmark vil ske efter de gældende balanceringsprocedurer ved modhandel i regulerkraftmarkedet. Aktiveringen vil ske som specialregulering, og den vil derfor ikke indgå i prissætningen i regulerkraftmarkedet. Afregning af omkostningerne til aktiveringerne vil ske med 50Hertz.

53. Den anmeldte markedsmodel indebærer således, at produktionen fra havvindmølleparken altid sikres plads i forbindelserne. Produktionen garanteres dermed adgang til transmissionsnettene, uden at dette medfører særlige omkostninger for operatøren på Kriegers Flak.

#### *Vilkår for elproduktion og balanceafregning på Kriegers Flak*

54. Den anmeldte markedsmodel medfører som udgangspunkt, at operatøren på Kriegers Flak ikke påvirkes af, at forbindelsen også anvendes til udveksling med Tyskland. Imidlertid vil den kombinerede netløsning og markedsmodellen betyde, at balanceafregningen for operatøren på Kriegers Flak vil kunne adskille sig fra balanceafregningen for andre operatører af havvindmølleparker.

55. Det skyldes, at balanceafregningen for Kriegers Flak i nogle tilfælde vil ske særskilt – dvs. at Kriegers Flak vil blive balanceafregnet separat fra de øvrige elproduktionsanlæg i en balanceansvarlig aktørs (dvs. operatøren på Kriegers Flak) portefølje. Det vil være tilfældet, hvor der opstår en flaskehals i udvekslingen mod Østdanmark – dvs. fuld import over ilandføringsanlægget som følge af udveksling med Tyskland og produktion på Kriegers Flak.

56. Flaskehalsen indebærer, at det ikke vil være fysisk muligt at lade ubalancen fra Kriegers Flak indgå i en samlet pulje af ubalancer fra anlæg i Danmark – dvs. at den balanceansvarlige ikke har mulighed for at lade ubal-

lancen fra Kriegers Flak opveje med en modsatrettet ubalance på et andet produktionsanlæg i Østdanmark, fx et kulfyret kraftværk, hvilket ville være muligt, hvis operatøren på Kriegers Flak også havde andre produktionsanlæg i det østdanske prisområde.

57. Når forholdene dikterer særkilt balanceafregning kan operatøren af Kriegers Flak ikke opnå en porteføljeeffekt i forhold til håndtering af ubalancer – dvs. at operatøren ikke kan lade Kriegers Flak indgå i en fri lastfordeling mellem operatørens eventuelle andre produktionsressourcer i Østdanmark.

58. I timer, hvor der produceres mindre end forventet på Kriegers Flak, vil det derimod være muligt for operatøren at udnytte en porteføljeeffekt ved at udnytte andre produktionsanlæg i en portefølje til at opfylde en produktionsplan ift. balanceafregningen.

59. Den økonomiske betydning af den manglende mulighed for at opnå en porteføljeeffekt i de timer, hvor der er flaskehalse på Kriegers Flak-forbindelsen, vil afhænge af flere forhold: Den konkrete operatørs portefølje af elproduktionsanlæg i Østdanmark, de konkrete forhold omkring produktion/udveksling på forbindelsen mv., operatørens værdisætning af risikoen for prisudsving i balancemarkedet m.m.

60. Det er endvidere ikke givet på forhånd, at det er dyrere at håndtere en ubalance via balancemarkedet end gennem udnyttelse af en porteføljeeffekt.

61. Af disse årsager kan den økonomiske betydning derfor også være vanskelig at opgøre generelt, da der vil være forskelle mellem de enkelte, konkrete mulige operatører. Energinet.dk har i anmeldelsen af markedsmodellen (bilag 1, side 8) lavet et overslag over omkostningerne for en aktør, som ville kunne udnytte en portefølje optimalt og få den størst mulige porteføljeeffekt – dvs. et ”worst case” scenarie.

62. Det teoretiske eksempel viser, at forskellen mellem balanceafregning med og uden porteføljeeffekt under anvendelse af en række beregningsforudsætninger om bl.a. brændselspriser ville kunne løbe op i et flercifret millionbeløb på årsbasis, hvis der forudsættes at være 1.000 timer om året med fuld import og højere end forventet vindproduktion på Kriegers Flak.

63. Eksemplet viser også, at den største del af effekten kommer fra sparede brændselsudgifter på et termisk produktionsanlæg, idet en større del af aktørens samlede produktion kommer fra en teknologi (vind), der ikke anvender brændstof.

#### *Virtuel porteføljeeffekt*

64. Et alternativ til den særskilte balanceafregning kunne være at introducere en virtuel porteføljeeffekt, jf. bilag 1, side 9. En virtuel porteføljeeffekt

indebærer, at Energinet.dk giver operatøren af Kriegers Flak mulighed for altid at udnytte en porteføljeeffekt – uanset de begrænsninger, der ligger i kablet.

65. Energinet.dk påpeger i bilag 1, at et sådant system i situationer med fuld import på ilandsføringsanlægget og en højere end forventet produktion på Kriegers Flak giver operatøren incitament til at sænke produktionen på andre produktionsanlæg i Østdanmark for at modvirke merproduktionen på Kriegers Flak. Det ville – da ilandsføringsanlægget i situationen er fuldt udnyttet – give et behov for opregulering internt i Østdanmark og dermed bidrage til en mindre effektiv drift af elsystemet.

66. Energinet.dk er som TSO ansvarlig for at opretholde balancen i systemet. Omkostningen ved et mindre effektivt elsystem ville pålignes de danske forbrugere via Energinet.dks systemtarif. Energinet.dk anfører, at disse omkostninger – hvis der tages udgangspunkt i de forudsætninger, der er anført omkring beregning af en potentiel operatørs omkostninger til den manglende porteføljeeffekt – ville modsvare operatørens besparelser under forudsætning af, at omkostningerne til aktivering af opregulering svarer nøjagtigt til de besparelser, en operatør på Kriegers Flak opnår ved en virtuel porteføljeeffekt.

67. Energinet.dks balanceringsomkostninger vil på denne måde blive direkte afhængige af operatørens ageren i balancemarkedet i en situation, hvor operatøren vil være drevet af uhenigtsmæssige incitament. De uhenigtsmæssige incitament betyder, at operatørens omkostninger ikke vil afspejle de reelle omkostninger til at balancere operatørens portefølje.

## Høring

68. Dette notat har været i høring hos Energinet.dk og Energistyrelsen. Udkastet til beslutningsnotat har endvidere været offentliggjort på Energitilsynets hjemmeside med henblik på, at give potentielle bydere på koncessionen på Kriegers Flak mulighed for at læse udkast og bidrage med kommentarer.

69. Der er kommet bemærkninger fra Energinet.dk (bilag 3). Det fremgår af høringssvaret, at Energinet.dk er enig i SETs vurderinger. Herudover påpeges, at markedsmodellen også vil give mulighed for øget sammenkobling af markederne i Norden og Kontinentet, og at udnyttelsen af kapaciteten til grænseoverskridende handel vil bidrage til forsyningssikkerheden i det danske elsystem. SET har ikke bemærkninger til høringssvaret.

70. Der er endvidere kommet en række spørgsmål til markedsmodellen fra Statoil (bilag 4). Spørgsmålene vedrører dels hvilke vindprognoser, der lægges til grund i day-ahead markedet, dels mulighederne for at deltage i intraday markedet mv.

71. Energinet.dk har fremsendt svar på Statoils spørgsmål, jf. bilag 5. Det fremgår af svarene, at det er operatørens egen prognose og indmelding af produktion, der lægges til grund for ubalanceafregningen. Energinet.dks egen vindprognose bruges udelukkende til beregning af den grænseoverskridende handelskapacitet.

72. Det fremgår endvidere, at operatøren af Kriegers Flak vil få samme muligheder for deltagelse i intra-day markedet mv., som alle andre vindmølleparker.

73. Statoils henvendelse og Energinet.dks svar giver ikke SET anledning til særlige bemærkninger.

## Lovgrundlag

### *Europæiske retskilder*

Europa-Parlamentets og Rådets forordning (EF) nr. 714/2009 af 13. juli 2009 (Forordning 714/2009)

74. Forordning 714/2009 regulerer den grænseoverskridende handel med elektricitet i det indre marked.

75. Det følger af art. 16, stk. 3, at den størst mulige kapacitet på samkøringslinjer skal stilles til rådighed for markedsdeltagerne.

*"Artikel 16*

*Almindelige bestemmelser for håndtering af kapacitetsbegrænsninger.*

...

*3. Den størst mulige kapacitet på samkøringslinjerne og/eller de transmissionsnet, der er af betydning for grænseoverskridende strømme, skal stilles til rådighed for markedsdeltagerne under hensyntagen til standarderne for sikker netdrift."*

Europa-Parlamentets og Rådets direktiv 2009/28/EF af 23. april 2009 (direktiv 28/2009)

76. Direktiv 28/2009 fastsætter en fælles ramme for fremme af anvendelsen af energi fra vedvarende energikilder.

77. Det følger af præamblen (nr. 60), at prioriteret adgang og garanteret adgang for elektricitet fra vedvarende energikilder er vigtig for at kunne integrere vedvarende energikilder i det indre marked for elektricitet.

78. Det følger af artikel 16, stk. 2, litra b, at

*"Artikel 16*

*Adgang til og drift af nettene*

...

*2. Med forbehold af de krav, der er knyttet til opretholdelsen af nettets pålidelighed og sikkerhed, baseret på gennemsigtige og ikke-diskriminerende kriterier fastlagt af de kompetente nationale myndigheder.*

*... b) sørger medlemsstaterne desuden for, at der er enten prioriteret eller garanteret adgang til nettet for elektricitet fra vedvarende energikilder.*

*..."*

## Danske retskilder

### Lov om Energinet.dk<sup>2</sup>

79. Energinet.dks formål fremgår af § 2, stk. 1, at

*”Energinet.dk’s formål er at sikre en effektiv drift og udbygning af den overordnede infrastruktur på el- og gasområdet og at sikre åben og lige adgang for alle brugere af nettene”.*

80. § 4 vedrører krav for etablering af nye transmissionsnet:

*”§ 4. Etablering af nye transmissionsnet og væsentlige ændringer i bestående net kan ske, hvis der er et tilstrækkeligt behov for udbygningen, herunder at udbygningen sker med sigte på øget forsyningsikkerhed, beredskabsmæssige hensyn, skabelse af velfungerende konkurrencemarkeder eller indpasning af vedvarende energi, eller hvis projektet er nødvendigt til opfyldelse af pålæg i medfør af stk. 6.*

*Stk. 2. Udbygning i henhold til stk. 1 skal forinden påbegyndelse være be-lyst i en plan, som samtidig skitserer det fremtidige behov for transmissionskapacitet. Planen skal indsendes til klima- og energiministeren, inden udbygning i henhold til stk. 1 kan påbegyndes. Udbygning kan tidligst påbegyndes 6 uger efter planens indsendelse.*

*Stk. 3. Klima- og energiministeren kan bestemme, at udbygningen i henhold til stk. 1 kræver godkendelse af klima- og energiministeren. ...”*

81. Det fremgår af § 12, stk. 1, at

*”§ 12. Energinet.dk og virksomhedens helejede datterselskaber skal i deres interne regnskabsføring med henblik på at undgå forskelsbehandling, krydssubsidiering og konkurrenceforvridning*

- 1) føre separate regnskaber for hver af deres elektricitetsrelaterede og naturgasrelaterede aktiviteter, herunder drift af systemansvarlig virksomhed, transmissions- distributions-, lager- og gasopstrømsrørvirksomhed.*
- 2) specificere indtægter fra ejerskab af transmissions- og distributionsnet samt lagerfaciliteter og gasopstrømsrørsledningsnet”.*

### Elforsyningsloven<sup>3</sup>

82. Formålet med elforsyningsloven (EFL) defineres i § 1:

<sup>2</sup> Lovbekendtgørelse nr. 1097 af 08/11/2011 (lov om Energinet.dk)

<sup>3</sup> Lovbekendtgørelse nr. 1329 af 25/11/2013 (elforsyningsloven)

*”§ 1. Lovens formål er at sikre, at landets elforsyning tilrettelægges og gennemføres i overensstemmelse med hensynet til forsyningsikkerhed, samfundsøkonomi, miljø og forbrugerbeskyttelse. Loven skal inden for denne målsætning sikre forbrugerne adgang til billig elektricitet og fortsat give forbrugerne indflydelse på forvaltningen af elsektorens værdier.*

*Stk. 2. Loven skal i overensstemmelse med de i stk. 1 nævnte formål særligt fremme en bæredygtig energianvendelse, herunder ved energibesparelser og anvendelse af kraftvarme, vedvarende og miljøvenlige energikilder, samt sikre en effektiv anvendelse af økonomiske ressourcer og skabe konkurrence på markeder for produktion og handel med elektricitet.”*

83. I § 6, stk. 4 fremgår det, at de kollektive elforsyningsvirksomheders ydelser skal stilles til rådighed på gennemsigtige, objektive, rimelige og ikke-diskriminerende vilkår:

*”§ 6, stk. 4. Kollektive elforsyningsvirksomheder samt forsyningspligtige virksomheder, for så vidt angår deres forsyningspligtgyldelse, skal stille deres ydelser til rådighed for forbrugerne på gennemsigtige, objektive, rimelige og ikke-diskriminerende vilkår.”*

84. § 6, stk. 4 gælder også for Energinet.dk, da Energinet.dk hører ind under definitionen af kollektive elforsyningsvirksomheder, jf. § 5, stk. 1, nr. 10:

*” § 5, stk. 1, nr. 10. Kollektiv elforsyningsvirksomhed: Offentlig eller privatejet elforsyningsvirksomhed med bevilling samt elforsyningsvirksomhed, der varetages af Energinet.dk eller denne virksomheds helejede datterselskaber i medfør af § 2, stk. 2 og 3, i lov om Energinet.dk, som på offentligt regulerede vilkår har til formål at udføre aktiviteter som net-, transmissions-, eller systemansvarlig virksomhed.”*

85. Kravet om objektivitet, gennemsigtighed, rimelighed og ikke-diskrimination er i øvrigt et grundlæggende princip, der går igen i en lang række af lovens bestemmelser.

86. § 5, stk. 1, nr. 15 definerer systemansvarlig virksomhed som:

*”§ 5, stk. 1, nr. 15. Systemansvarlig virksomhed: Virksomhed, der har det overordnede ansvar for at opretholde forsyningsikkerhed og en effektiv udnyttelse af et sammenhængende elforsyningsystem”*

87. Det følger af § 31, stk. 1 og 2, at Energinet.dk bl.a. skal bidrage til at sikre de bedst mulige betingelser for konkurrence:

*”§ 31. Energinet.dk skal ved udførelsen af sine opgaver bidrage til at sikre, at der skabes de bedst mulige betingelser for konkurrence på markeder for produktion og handel med elektricitet, jf. § 1, stk. 2.*

*Stk. 2. Energinet.dk kan stille vilkår for brugernes adgang til at benytte virksomhedens ydelser. Disse vilkår skal være objektive, ikke-diskriminerende og offentligt tilgængelige og kan vedrøre ...*

*3) forhold, som bidrager til at sikre bedst mulig konkurrence for produktion og handel med elektricitet.”*

88. Det følger af § 27 a, at Energinet.dk er ansvarlig for forsyningssikkerheden.

*”§ 27 a. Energinet.dk er ansvarlig for forsyningssikkerheden og skal for at opfylde denne forpligtelse*

*1) opretholde den tekniske kvalitet og balance inden for det sammenhængende elforsyningsystem og*

*2) sikre tilstedeværelsen af en tilstrækkelig produktionskapacitet i det sammenhængende elforsyningsystem.*

*Stk. 2. Energinet.dk kan til varetagelsen af sine forpligtelser i stk. 1 indhente nødvendige oplysninger hos brugerne af nettet.”*

89. Elforsyningslovens § 73 regulerer de kollektive elforsyningsvirksomheders prisfastsættelse:

*”§ 73. De kollektive elforsyningsvirksomheders prisfastsættelse af deres ydelser efter §§ 69-72 skal ske efter rimelige, objektive og ikke-diskriminerende kriterier i forhold til, hvilke omkostninger de enkelte køberkategorier giver anledning til. Prisdifferentiering af hensyn til effektiv udnyttelse af elnettet og forsyningssikkerhed er tilladt. Prisdifferentiering på baggrund af en geografisk afgrænsning er kun tilladt i særlige tilfælde.*

*Stk. 2. De kollektive elforsyningsvirksomheder skal offentliggøre tariffer og betingelser for brug af elnettet”.*

90. Det ses endvidere af elforsyningslovens § 73 a, stk. 1, om Energitilsynets godkendelse af metoder:

*”§ 73 a. Priser og betingelser for anvendelse af transmissions- og distributionsnet fastsættes af de kollektive elforsyningsvirksomheder efter offentliggjorte metoder, som er godkendt af Energitilsynet.”*

91. Vedrørende fastsættelse og godkendelse af metoder fremgår det yderligere af bemærkningerne til § 73 a, at

*”formålet er at sikre, at metoderne er i overensstemmelse med elforsyningslovens bestemmelser. Der skal blandt andet redegøres for, hvilke overvejelser, der ligger bag forskelle i tariffer som følge af forbrugerens og netbrugerens forskellige karakteristika.” og videre ... ”Forpligtelsen til at anmelde de metoder, der anvendes til at beregne eller fastsætte betingelser og vilkår for adgang til transmissionsnet, omfatter også metoder til at beregne eller fastsætte betingelser og vilkår for tilvejebringelse*

*af balanceringsydelser, jf. direktivets artikel 11. Når der, i modsætning til direktivet, ikke fastsættes en særskilt bestemmelse i loven herom, skyldes det, at balanceringsydelser er en integreret del af Energinet.dks opgaver og således kan betragtes som omfattet af stk. 1.”*

92. Det fremgår af § 77, at ”Hvis Energitilsynet finder, at priser og leveringsbetingelser må anses for at være i strid med bestemmelserne i denne lov, kan tilsynet give pålæg om ændring af priser og betingelser.”

BEK nr. 891 af 17. august 2011 om systemansvarlig virksomhed og anvendelse af transmissionsnettet

93. § 5 vedrører aftaler om brug af transmissionsnettet:

*” § 5. Indgåelse af aftaler om brug af transmissionsnettet, der indebærer reservation af netkapaciteten, er ikke tilladt.*

*Stk. 2. Stk. 1 gælder ikke for følgende aftaler:*

*1) Aftaler, der indgås i forbindelse med brugen af transmissionsforbindelser, der forbinder andre sammenhængende elforsyningssystemer, hvor der ikke er mindst samme adgang til benyttelse af det kollektive elforsyningssystem, eller hvor forskelle i reglerne for elmarkedets tilrettelæggelse mellem systemområder nødvendiggør en særlig håndtering af brugen af transmissionsnettet.*

*2) Aftaler som den systemansvarlige virksomhed indgår med henblik på varetagelse af systemtjenester.*

*Stk. 3. Energinet.dk skal uanset bestemmelsen i stk. 1 sikre, at elproduktion fra decentrale kraft-varme-produktionsanlæg og elproduktionsanlæg, der producerer VE-elektricitet eller anvender affald som brændsel, i tilfælde af netbegrænsninger får prioriteret adgang til det kollektive elforsyningsnet.*

*Stk. 4. Indgåelse af nye aftaler om reservation af netkapaciteten efter stk. 2, nr. 1, kan kun ske efter aftale med Energinet.dk og må højst ske for en 1-årig periode.*

*Stk. 5. Aftaler om brug af transmissionsnettet, der indebærer reservation af netkapacitet, og som er indgået før den 1. juni 2002, kan ikke håndhæves efter denne bekendtgørelse.”*

## Vurdering

94. I den foreliggende sag skal Energitilsynet tage stilling til en markedsmodel for havvindmølleparken på Kriegers Flak i Østersøen, som Energinet.dk har anmeldt den 25. oktober 2013. Anmeldelsen vedrører *markedsmodellen for spotmarkedet på Kriegers Flak og markedsmodellen for balancemarkedet for Kriegers Flak*.

95. Anmeldelsen vedrører *ikke* rammerne for samarbejdet mellem Energinet.dk og 50Hertz Tyskland inden for balancering. Det skyldes, at rammerne for balancering i Tyskland forventes ændret inden for de nærmeste år på baggrund af implementeringen af de fælles europæiske Network codes. Rammerne for balancerings samarbejdet vil derfor blive anmeldt særskilt, når forholdene omkring balancering i Tyskland er afklaret.

96. I det følgende vil markedsmodellens forenelighed med EU-reguleringen – Forordning 714/2009 om betingelser for netadgang i forbindelse med grænseoverskridende elektricitetsudveksling og Direktiv 28/2009 om fremme af anvendelsen af energi fra vedvarende energikilder – først blive vurderet. Herefter vurderes markedsmodellens forenelighed med den danske regulering, dvs. lov om Energinet.dk., elforsyningsloven mv.

### Markedsmodellens forenelighed med EU-reguleringen

97. Den kombinerede netløsning på Kriegers Flak – ilandførsel af elektricitet fra vindmølleparken og samtidig interconnector til Tyskland – er omfattet af såvel Forordning 714/2009 som Direktiv 28/2009.

98. Forordning 714/2009 fastslår i art. 16, stk. 3, at den størst mulige kapacitet på samkøringslinjer skal stilles til rådighed for markedsdeltagerne. Direktiv 28/2009 fastslår i art. 16, stk. 2 b), at medlemsstaterne skal sørge for, at der er enten prioriteret adgang eller garanteret adgang til nettet for elektricitet fra vedvarende energikilder.

99. Energinet.dk har – på grund af den kombinerede netløsnings karakter af ”hybrid”, dvs. dels ilandføringsanlæg, dels udlandsforbindelse - diskuteret forholdet til de to EU-reguleringer med Kommissionen, bl.a. på et møde i november 2012 i Bruxelles, hvor også SET deltog, jf. bilag 2.

100. Som det fremgår af bilag 2, er det Kommissionens opfattelse, at markedsmodellen for Kriegers Flak er i overensstemmelse med de to EU-reguleringer. I relation til Forordning 714/2009 finder Kommissionen, at forordningens krav i art. 16, stk. 3 er opfyldt, idet markedsmodellen tilsikrer, at al tilgængelig kapacitet (den installerede effekt minus vindprognosen for den konkrete driftstid) stilles til rådighed for markedet.

101. SET bemærker endvidere vedrørende Forordning 714/2009, at den anmeldte markedsmodel også indebærer, at det alene er Energinet.dk og

50Hertz, dvs. de to systemansvarlige virksomheder, der vil kunne modtage indtægter fra udnyttelse af interconnectorkapaciteten. Operatøren af vindmølleparken vil således ikke få mulighed for at udnytte muligheden for grænseoverskridende handel i den kombinerede netløsning – udover deltagelse i markedet i Østdanmark - på samme måde som de andre markedsaktører i Østdanmark.

102. I relation til Direktiv 28/2009 vurderer SET, at den anmeldte markedsmodel for Kriegers Flak opfylder kravet om prioriteret eller garanteret adgang til nettet for vedvarende energi, idet markedsmodellen netop sikrer, at der altid er ”plads” til produktionen fra Kriegers Flak i forbindelsen.

103. Samlet vurderer SET på denne baggrund, at den anmeldte markedsmodel ikke er i strid med Forordning 714/2009 og Direktiv 28/2009.

#### **Markedsmodellen forenelighed med dansk regulering**

104. Det bemærkes indledningsvis, at SET vurderer, at markedsmodellen er forenelig med kravene i den danske systemansvarsbekendtgørelses § 5, stk. 1 og 3, vedrørende forbud mod aftaler om reservationer i transmissionsnettet samt prioriteret adgang for VE-elektricitet mv. Disse bestemmelser afspejler de europæiske krav i Forordning 714/2009 og Direktiv 28/2009, og der henvises til argumentationen i pkt. 99 – 103.

105. SET vurderer, at den kombinerede netløsning er i overensstemmelse med Elforsyningslovens (EFL) overordnede formål ved bl.a. at tage hensyn til forsyningssikkerhed, samfundsøkonomi, fremme af bæredygtig energianvendelse og skabe konkurrence på markedet for produktion og handel med energi, jf. EFL § 1, stk. 1 og 2.

106. Det fremgår herudover af EFL § 73 a, at ”Priser og betingelser for anvendelse af transmissions- og distributionsnet fastsættes af de kollektive elforsyningsvirksomheder (her Energinet.dk) efter offentlige metoder, som er godkendt af Energitilsynet.” Det fremgår af bemærkningerne til EFL § 73 a, at kravet om anmeldelse af metoder, også omfatter metoder til at beregne eller fastsætte betingelser og vilkår for tilvejebringelse af balanceringsydelser.

107. Det fremgår endvidere af EFL § 6, stk. 4, at ”Kollektive elforsyningsvirksomheder (her Energinet.dk) samt forsyningspligtige virksomheder, for så vidt angår deres forsyningspligtighed, skal stille deres ydelser til rådighed for forbrugerne på gennemsigtige, objektive, rimelige og ikke-diskriminerende vilkår”.

108. I det følgende vurderes henholdsvis markedsmodellen for spotmarkedet på Kriegers Flak og markedsmodellen for balancemarkedet på Kriegers Flak ud fra kravene i EFL § 6, stk. 4.

### **Markedsmodellen for spotmarkedet på Kriegers Flak**

109. Elproduktionen fra havvindmølleparken på Kriegers Flak vil blive ført i land ved Ishøj – dvs. i Østdanmark, og produktionen vil indgå i spotmarkedet og prisberegningen i Nord Pool Spots østdanske prisområde.

110. Et væsentligt forhold ved markedsmodellen er, om modellens vilkår for spotmarkedet på Kriegers Flak er gennemsigtige, objektive og rimelige.

111. Markedsmodellen offentliggøres af Energinet.dk og vil også være en del af udbudsmaterialet, når Energistyrelsen udbyder koncessionen for Kriegers Flak. SET vurderer på den baggrund, at vilkårene er gennemsigtige.

112. Markedsmodellens regler for beregning af handelskapaciteten, der kan gives til markedskoblingen i importretning mod Østdanmark, sikrer, at produktionen fra Kriegers Flak kan afsættes i spotmarkedet i Østdanmark. Grundlaget for beregning af handelskapaciteten på overførselsforbindelsen vil ske på grundlag af vindprognoser. SET vurderer, at disse vil udgøre et objektivt og rimeligt grundlag for beregning af handelskapaciteten.

113. I relation til EFLs krav om, at betingelser og vilkår mv. skal være ikke-diskriminerende, jf. lovens § 6, stk. 4, vurderer SET, at kravet er opfyldt, idet markedsmodellen, og de betingelser den giver for Kriegers Flak, er ens for alle potentielle bydere på koncessionen. Hertil kommer, at markedsmodellen for spotmarkedet på Kriegers Flak sikrer, at der etableres samme vilkår og betingelser i relation til spotmarkedet, som er gældende for andre havvindmøller og producenter i Østdanmark.

114. I relation til markedet for regulerkraft bemærkes specielt, at Kriegers Flak i kraft af den prioriterede adgang til transmissionskapaciteten vil kunne sælge regulerkraft på samme måde, som andre havvindmølleparker forbundet til Østdanmark. SET vurderer derfor, at EFLs krav om ikke-diskrimination, jf. lovens § 6, stk. 3, er opfyldt.

115. SET vurderer således samlet, at markedsmodellen for spotmarkedet på Kriegers Flak opfylder kravene til at være gennemsigtige, objektive, rimelige og ikke-diskriminerende.

### **Markedsmodellen for balancemarkedet for Kriegers Flak**

116. Elproduktionen fra Kriegers Flak vil – med prioriteret adgang til transmissionsforbindelsen – blive ført i land i Østdanmark. Produktionen bliver dermed en integreret del af det østdanske prisområde. I overensstemmelse hermed vil balanceafregningen for Kriegers Flak ske til østdanske balancemarkedspriser.

117. I situationer *uden flaskehalse* i udvekslingen på den kombinerede netløsning vil forholdene for balanceafregningen af Kriegers Flak og andre havvindmølleparker i Østdanmark være identiske.

118. SET vurderer derfor umiddelbart, at dette isoleret set opfylder kravene om gennemsigtige, objektive, rimelige og ikke-diskriminerende vilkår i EFL § 6, stk. 4.

#### *Strukturel flaskehals*

119. I forhold til andre havvindmølleparker skaber den kombinerede netløsning imidlertid en strukturel flaskehals mellem Kriegers Flak og det danske transmissionssystem, når der er *fuld import til Østdanmark* (bestemt af spotmarkederne) og en *højere produktion på Kriegers Flak* end forudset i prognosen for driftstimen. I denne situation vil det ikke altid være muligt at bruge balanceringsressourcer i Østdanmark til at modvirke en ubalance i produktionen på Kriegers Flak.

120. Produktionen fra Kriegers Flak har prioriteret adgang til transmissionsnettet, og en øget produktion betyder derfor, at der fysisk bliver mindre handelskapacitet til rådighed for markedskoblingen. Den anmeldte markedsmode for balancemarkedet på Kriegers Flak forudsætter her, at Energinet.dk anvender modhandel i Tyskland til at modvirke ubalancerne i udvekslingen med Tyskland, og at Energinet.dk afholder eventuelle omkostninger forbundet med at bruge tyske balanceringsressourcer sammenlignet med de omkostninger, der ville have været forbundet med at anvende østdanske balanceringsressourcer.

121. SET vurderer, at det ovenfor beskrevne balanceringsregime er i overensstemmelse med reglerne i EFL § 6, stk. 4.

122. SET lægger her vægt på, at det er objektive og markedsbestemte forhold, der udløser anvendelsen af tyske balanceringsressourcer, når de fysiske forhold umuliggør anvendelsen af østdanske balanceringsressourcer. Det er således fysikken i den kombinerede netløsning i sig selv, der nødvendiggør anvendelsen af tyske balanceringsressourcer.

123. SET lægger i den forbindelse også vægt på, at det er Energinet.dk, der bærer eventuelle meromkostninger ved at anvende tyske balanceringsressourcer i forhold til danske. Operatøren på Kriegers Flak belastes dermed ikke af omkostninger, der kan henføres til de særlige fysiske forhold, der skyldes, at nettilslutningen af Kriegers Flak er en kombineret netløsning.

124. Det bemærkes endvidere, at spørgsmålet omkring østdanske/tyske balanceringsressourcer ikke er aktuelt i situationer, hvor Kriegers Flak producerer *mindre* end forudset i prognosen for driftstimen. I denne situation vil der altid kunne anvendes østdanske balanceringsressourcer.

*Balanceafregning ved strukturel flaskehals– særlige forhold ved Kriegers Flak*

125. Den anmeldte markedsmode for balancemarkedet på Kriegers Flak afspejler et forhold, der vil give operatøren på Kriegers Flak andre vilkår, end hvad der gælder for andre operatører af havvindmøller i Østdanmark.

126. Den kombinerede netløsning med nettilslutning af Kriegers Flak og udlandsforbindelse til Tyskland på samme fysiske forbindelse betyder, at ubalancer på Kriegers Flak i visse situationer vil blive afregnet særskilt – dvs. at operatøren på Kriegers Flak ikke får mulighed for at udligne ubalancer på Kriegers Flak ved brug af andre produktionsfaciliteter i sin portefølje.

127. Når der er en flaskehals på den kombinerede netløsning i udvekslingen mod Østdanmark – dvs. fuld import over ilandføringsanlægget som følge af udveksling med Tyskland og større end forventet produktion på Kriegers Flak – vil det således ikke være fysisk muligt at lade en ubalance på Kriegers Flak indgå i en ”pulje” af ubalancer fra andre anlæg i Østdanmark.

128. Det bemærkes, at der i situationer, hvor Kriegers Flak producerer *mindre* end forudset i prognoserne, ikke vil være et flaskehalsproblem i forhold til at udligne denne ubalance via andre anlæg i operatørens portefølje.

129. Den økonomiske betydning af den særskilte balanceafregning for operatøren på Kriegers Flak er umiddelbart vanskelig at opgøre præcist.

130. SET bemærker, at den økonomiske betydning af den såkaldte porteføljeeffekt afhænger af flere forskellige forhold, bl.a. den konkrete operatørs produktionsportefølje i Østdanmark og de tekniske forhold på produktionsanlæggene (fx brændsel) mv. For det andet kan det ikke uden videre lægges til grund, at det altid vil være dyrere at afregne en ubalance via balancemarkedet end ved at anvende andre produktionsanlæg i en eventuel portefølje.

131. Energinet.dk opstiller i bilag 1, side 7 – 9 et regneeksempel baseret på et ”worst case” scenarie, hvor der kunne være ekstra balanceringsomkostninger som følge af de særlige rammebetingelser (dvs. manglende mulighed for at gennemføre nedregulering på egne produktionsanlæg i Østdanmark) på 35 mio.kr. på årsbasis. SET skal i den forbindelse påpege, at de konkrete omkostninger for en given operatør vil afhænge af operatørens specifikke forhold mv.

132. Energinet.dk beskriver også (bilag 1, side 9) mulighederne for at etablere en ”virtuel” porteføljeeffekt, hvor Energinet.dk altid vil give operatøren mulighed for at udnytte en porteføljeeffekt – uanset de fysiske forhold i netforbindelsen. En sådan mulighed vil give en operatør incitament til – i til-

fælde af ”overproduktion” på Kriegers Flak og fuld import over ilandsføringsanlægget – at sænke produktionen på et andet anlæg i Østdanmark for at udligne ubalancen. Det vil til gengæld skabe behov for opregulering internt i Østdanmark, som den systemansvarlige vil skulle balancere, med deraf følgende omkostninger for den systemansvarlige (Energinet.dk) og – i sidste ende – forbrugerne.

133. SET bemærker indledningsvis, at afvigelsen i rammebetingelserne i forhold til andre havvindmøller kan henføres til objektive forhold – den kombinerede netløsning. Det er således fysikken i den kombinerede netløsning, der – i visse situationer – ikke tillader samme rammebetingelser, som på havvindmølleparker med en traditionel nettilslutning. Det bemærkes i den forbindelse, at markedsmodellen giver tilbudsgiverne på Kriegers Flak ens vilkår.

134. SET vurderer, at den særskilte balanceafregning for Kriegers Flak ikke er et urimeligt vilkår i rammebetingelserne, jf. EFL § 6, stk. 4. Der lægges i den forbindelse vægt på, at alternativet – etablering af en mulighed for ”virtuel” porteføljeeffekt – vil skabe forkerter incitament for operatøren af Kriegers Flak set i forhold til en effektiv drift af det samlede elsystem i Østdanmark, jf. § 1 i lov om Energinet.dk, og påvirke konkurrencen på markederne for produktion og handel med elektricitet.

135. Velfungerende konkurrencemarkeder for produktion og handel med elektricitet er med til at sikre effektiviteten i markederne og give forbrugerne de laveste priser. Det er derfor vigtigt, at der ikke skabes forkerter incitament for aktørerne på disse markeder. Forkerte incitament er ikke foreneligt med en effektiv udnyttelse af de økonomiske ressourcer og i forhold til at understøtte konkurrence på markeder med produktion og handel med elektricitet, jf. EFL, § 1, stk.2.

136. SET vurderer endvidere, at markedsmodellen udformning med særskilt balanceringsafregning er en del af rammebetingelserne for driften af Kriegers Flak/operatøren. Da markedsmodellen vil være kendt for de interesserede bydere på koncessionen for Kriegers Flak, vil det være muligt for disse at indregne de konkrete effekter af de særlige rammevilkår i deres individuelle bud på koncessionen.

137. Det vil efter SETs vurdering betyde, at det er de konkrete omkostninger for den enkelte operatør, der *kan være* en følge af den særskilte balanceafregning for Kriegers Flak, der kommer til at indgå i økonomien omkring Kriegers Flak, sammen med de øvrige økonomiske forhold der vil indgå i bydernes overvejelser og bud på koncessionen. Det skaber den bedste sikkerhed for, at omkostningerne bliver lavest mulige og uden negative effekter for effektiviteten i driften af elsystemet i Østdanmark.

138. SET vurderer på den baggrund, at den særskilte balanceafregning ikke strider mod EFLs krav om ikke-diskriminering, jf. lovens § 6, stk. 4, og forbud mod forskelsbehandling, jf. § 24, stk. 2. Den særskilte balanceafregning er en del af de kendte rammebetingelser for operatøren på Kriegers Flak. Den enkelte potentielle operatør kan således prissætte den konkrete betydning af den særskilte balanceafregning i sit bud på koncessionen.

## **Indstilling**

139. På baggrund af vedlagte sagsfremstilling og vurdering indstilles, at Energitilsynet træffer afgørelse om følgende:

- At meddele Energinet.dk, at Energitilsynet godkender markedsmode-len for Kriegers Flak havvindmøllepark, jf. elforsyningslovens § 73 a, stk. 1.

Forsyningstilsynet  
CC Henrik Gommesen

# Ørsteds høringssvar på markedsregler for Kriegers Flak CGS

27. august 2018

Tak for muligheden for at give høringssvar på KF CGS

Jeres ref. Henrik Gommesen  
Vores ref. Jes Smed  
Doc. ID DE-018388-00004618  
Doc. Responsible JESSM

Løsningen er meget kompleks og det er vanskeligt at få det fulde overblik over konsekvenserne ved metoden. Overordnet set er det vores vurdering at metoden er bedste mulighed under de givne forudsætninger om prioritering af vindkraft.

Vi har i det følgende fremhævet enkelte punkter, som bør adresseres.

## **Håndtering af vindprognoser**

Vi finder det grundlæggende problematisk, at der indgår en sikkerhedsmargin i vindprognoserne.

Vedr. den danske proces, støtter vi at "den fulde kapacitet" udmeldes på baggrund af 50 % percentil prognosen.

Af hensyn til sikring af transparens i forbindelse med brug af vindprognosen, bør der hver måned laves en opfølgning, hvor det fremgår at 50 % percentil prognosen benyttes til Spot-kapaciteten og at der sker en løbende opdatering med mere præcise prognoser til Intraday-kapaciteten.

Der er beskrevet en sikkerhedsmargin på den tyske del af vindproduktionen. Der bør ikke indføres sikkerhedsmargin, før der forligger samfundsøkonomiske analyser, der understøtter størrelsen og omkostningen ved dette.

En sikkerhedsmargin på den tyske del af forbindelsen vil påvirke eksportkapaciteten til Tyskland for dansk strøm. mens importen til Danmark ikke bliver påvirket. Tyske producenter opnår hermed alt andet lige en konkurrencefordel.

En tysk sikkerhedsmargin betyder, at der holdes handelskapacitet tilbage fra det indre marked, hvilket ikke er i overensstemmelse med gældende netværkskoder. Vi finder det stærkt bekymrende, at aktørerne dermed ikke har lige vilkår.

Vores forståelse er, at støtten på DKK 1,1 mia. og det at forbindelsen er udpeget til "PCI project", netop har det formål at sikre interconnector kapacitet, hvilket sikkerhedsmarginen modarbejder.

Vi anbefaler at forsyningsilsynet afviser, at der ukritisk kan indføres en sikkerhedsmargin på vindprognosen uanset om dette er på den tyske del af vindproduktionen. Successivt klart tilkendegive, at godkendelsen af denne metode ikke omfatter en accept af 50Hzt's sikkerhedsmargin.

### **Transparens**

Såfremt der alligevel indføres en sikkerhedsmargin, skal den være baseret på objektive og offentlige kriterier. Der bør laves en løbende (daglig/månedlig) opfølgning på størrelsen af sikkerhedsmarginen og de økonomiske konsekvenser ved at anvende marginen.

### **Det som ikke står der:**

Vi støtter, at der ikke indføres ramping på denne kapacitet og at der ej heller er indført implicitte nettab, samt at forbindelsen ikke er omfattet af Flow based reglerne. Beregningen af ledig kapacitet er kompleks nok i forvejen og yderligere elementer vil kunne lede til fejl og være mere uigennemskuelige for markedsaktørerne.

Med venlig hilsen  
Ørsted Bioenergy and Thermal power

**Jes Smed**

jessm@orsted.dk  
Tlf. +4599552450

Forsyningstilsynet  
Carl Jacobsens Vej 35, 2500 Valby  
[post@forsyningstilsynet.dk](mailto:post@forsyningstilsynet.dk)  
Kopi Henrik Gommesen  
[hgo@forsyningstilsynet.dk](mailto:hgo@forsyningstilsynet.dk)

Dok. ansvarlig: CAC  
Sekretær:  
Sagsnr: s2017-916  
Doknr: d2018-14593-6.0  
28-08-2018

## **Høring: Energinets metodeanmeldelse af markedsregler for Kriegers Flak Combined Grid Solution**

Dansk Energi takker for muligheden for at kommentere på metodeanmeldelsen af markedsreglerne for Kriegers Flak Combined Grid Solution udlandsforbindelsen.

### **Vindprognoser og frigivelse af kapacitet intraday**

Dansk Energi er positiv over for at metodeanmeldelsen siden Energinets seneste høring er blevet mere konkret på, at intradaykapaciteterne opdateres hver time for de resterende timer hvor intradaymarkedet er åbent.

Vi savner dog en tilsvarende øget systematik i, hvilken vindprognose, der lægges til grund for opdatering af intradaykapacitet i en given time samt hvordan Energinet og 50HzT bliver enige om kapaciteten.

Det er vigtigt at der er transparens i hvilken vindprognose, der ligger til grund for opdateringen i en given time for at undgå at Energinet i en given time bruger en prognose, der er én time gammel mens 50 HzT for den samme time bruger en prognose, der er 10 timer gammel. Derfor bør der fastsættes en systematik, der angiver hvor hyppigt vindprognoserne opdateres samt hvilken specifik vindprognose, der anvendes til ændringer i intradaykapacitet for en given time.

### **Sikkerhedsmarginer**

Dansk Energi er meget bekymret over, at en tysk sikkerhedsmargin i metodeanmeldelsen anses som værende et tysk forhold.

Metodeanmeldelsen angiver:

*50Hzt ønsker at benytte en sikkerhedsmargin for produktionen på de tyske havmølleparker for at reducere disse balanceringsomkostninger. Kapaciteten, der frigives til intraday markedet, vil blive opdateret hver time, sådan at den tilgængelige kapacitet alt andet lige vil være stigende indtil gate closure time for intraday markedet. Detaljerne i denne sikkerhedsmargin er ikke en del af indeværende metodeanmeldelse, da de vedrører tyske forhold, og således vil blive behandlet af den tyske regulator.*

I notatet med Energinets svar til indkomne høringssvar ved Energinets seneste høring angiver Energinet endvidere:

*Sikkerhedsmarginen ønskes indført af 50HzT. Energinet henviser derfor til godkendelsesprocessen mellem 50HzT og den tyske regulator i forhold til rimeligheden af sikkerhedsmarginen.*

En sikkerhedsmargin indført på en udlandsforbindelse mellem Danmark og Tyskland kan i Dansk Energis optik ikke alene være et anliggende mellem den tyske TSO og den tyske regulator. Hverken ifølge forordning 714/2009 artikel 16 stk. 3 om at stille maksimal kapacitet til rådighed eller ifølge CACM Guidelinen, hvor kapacitetsberegningemetoden skal godkendes af alle regulatorer i kapacitetsberegningregionen.

Set i lyset af de hidtidige vanskeligheder med kapacitetsberegninger på forbindelser mod Tyskland, vil vi opfordre Forsyningstilsynet til at sikre at, uanset at en sikkerhedsmargin er foreslået af 50HzT, skal den vurderes af både dansk og tysk regulator i en åben og transparent proces. Yderligere bør sådan en vurdering af en sikkerhedsmargin bero på en samfundsøkonomisk analyse, der viser, at det er den mest hensigtsmæssige løsning.

Skulle en sikkerhedsmargin på baggrund af en sådan analyse vise sig at være den mest hensigtsmæssige løsning, bør der opstilles en klar og transparent konkretisering af størrelsen af sikkerhedsmarginen, dens ibrugtagen i den daglige kapacitetsfastlæggelse, samt en metode til frigivelse af tilbageholdt kapacitet til intradaymarkedet på baggrund af opdaterede vindprognoser.

Dansk Energi minder om, at den tyske TSO TenneT og den tyske regulator i overvejende grad har haft sammenfaldende interesse i at begrænse eksport fra DK1. Med de massive strukturelle flaskehalse internt i Tyskland ser vi ikke, at dette skulle være markant anderledes for DK2 og 50 HzT.

Med venlig hilsen  
Dansk Energi

Carsten Chachah

Energinet  
Tonne Kjærsvej 65  
DK-7000 Fredericia

+45 70 10 22 44  
info@energinet.dk  
CVR-nr. 39 31 49 59

Dato:  
29. maj 2019

Forfatter:  
JKL/JKL

## NOTAT

# PRÆCISERING AF METODEANMELDELSE FOR MARKEDSREGLER PÅ KRIEGERS FLAK CGS

Energinet har 27. juni 2018 fremsendt Ansøgning om metodegodkendelse af markedsregler for Kriegers Flak Combined Grid Solution i henhold til Elforsyningslovens §73a. På anmodning fra Forsyningstilsynet har Energinet 6. maj 2019 fremsendt yderligere information om markedsløsningerne for Kriegers Flak CGS i et koordineret svar med 50Hz.

Med henvisning til Ansøgning om metodegodkendelse af markedsregler for Kriegers Flak Combined Grid Solution afsnit 2.4.2 ønsker Energinet at lave nedenfor stående præcisering.

Den nordgående henholdsvis sydgående kapacitet der tildeles day-ahead tidsrammen påvirkes kun af den allerede tildelte og nominerede kapacitet fra den langsigtede tidsramme, såfremt der er implementeret fysiske transmissionsrettigheder. Da der på budzonegrænsen DK2-DE/LU er indført finansielle transmissionsrettigheder, vil kapaciteter fra den langsigtede tidsramme ikke påvirke kapaciteter, der tildeles day-ahead tidsrammen.

---

Indhold

1. Afsnit 1 .....2

1. Afsnit 1