



## ENERGITILSYNET

Dato: 11. april 2014

### Punkt 5

#### Energitilsynets møde den 29. april 2014

Sag: 13/09342  
Afd.: Engros &  
Transmission  
Sagsbehandler:  
/MARH/HGO

### Metodeanmeldelse vedrørende indførelse af fysiske transmissionsrettigheder (PTR) på den elektriske Storebæltsforbindelse

Sekretariatet for  
Energitilsynet

Carl Jacobsens Vej 35  
2500 Valby

### Resume

1. I denne sag skal Energitilsynet tage stilling til Energinet.dk's metodeanmeldelse af 8. oktober 2013 af et pilotprojekt om indførelse af såkaldte fysiske transmissionsrettigheder (Physical Transmission Rights - PTR) på den elektriske Storebæltsforbindelse, der forbinder Vest- og Østdanmark, dvs. prisområderne DK1 og DK2. Pilotprojektet er tidsbegrænset og vil omfatte en kapacitet på 150 MW ud af den samlede kapacitet på Storebæltskablet på 600 MW. Energinet.dk vil forelægge en evaluering og analyse af effekterne af PTR efter en prøveperiode på ét år.

tlf. 4171 5400  
mail [post@energitilsynet.dk](mailto:post@energitilsynet.dk)  
web. [www.energitilsynet.dk](http://www.energitilsynet.dk)

2. Med indførelse af PTR mellem Østdanmark og Vestdanmark introduceres et nyt princip til risikoafdækning af pris mellem to prisområder i det nordiske marked, der supplerer de allerede eksisterende muligheder for prisafdækning, og derfor forelægges sagen for Energitilsynet.

3. Ved auktion af PTR sælger Energinet.dk fysisk kapacitet på overførselsforbindelsen mellem DK1 og DK2. På auktionen realiserer Energinet.dk en auktionsindtægt. Køberen af en PTR har fremadrettet købt retten til den mulige flaskehalsindtægt, der opstår på forbindelsen i den periode, som PTR'en dækker, dvs. i en måned eller et år. Flaskehalsindtægten er lig med den eventuelle prisforskel mellem DK1 og DK2 multipliceret med den overførte mængde. I teorien – ved fuld indsigt i prisudviklingen – vil auktionsindtægten være lig med flaskehalsindtægten.

4. Det er i kontinental Europa normen, at der anvendes PTR på transmissionsforbindelser mellem prisområder, og der er allerede indført PTR på grænsen mellem Vestdanmark og Tyskland (DE) og Østdanmark og Tyskland (den såkaldte Kontek-forbindelse).

5. PTR er eksplicitte auktioner af månedlig eller årlig kapacitet på en overførselsforbindelse mellem to prisområder. En køber af en PTR kan vælge selv at bruge den købte kapacitet fysisk eller alternativt at lade den

købte kapacitet gå tilbage til spotmarkedet mod at få udbetalt de flaskehalsindtægter, som den tilbageleverede kapacitet genererer ved en prisforskel mellem to områder. PTR kan på denne måde bruges til at risikofordække prisudsving mellem to prisområder.

6. Formålet med at indføre PTR på den elektriske Storebæltsforbindelse er at give markedsaktørerne bedre mulighed for omkostningseffektiv risikofordækning over for prisudsving på de danske markeder (DK1 og DK2).

7. Risikofordækning sker konkret ved at købe en forward for den tyske spotpris og en PTR på en af de dansk-tyske overførselsforbindelser. Forwardkontrakten sikrer mod prisudsving i den tyske spotpris, mens PTR sikrer mod prisudsving i et konkret område i forhold til den tyske spotpris.

8. I dag har aktører i Vestdanmark kun adgang til prisafdækning mod det tyske marked via en forward og PTR på DK1/DE, mens aktører i Østdanmark kun har adgang til prisafdækning via en forward og en PTR på DK2/DE. Med indførelsen af PTR på den elektriske Storebæltsforbindelse vil danske aktører i begge de danske prisområder derimod kunne få adgang til det tyske marked via en PTR på begge de tyske forbindelser, dvs. DK1/DE *eller* DK2/DE.

9. Sekretariatet for Energitilsynet (SET) bemærker, at de eksisterende muligheder for prisafdækning med finansielle produkter på det nordiske finansielle marked mod den nordiske systempris ikke er tilstrækkeligt velfungerende i Danmark og særligt i Østdanmark. Risikofordækning i det nordiske marked foretages ved køb af en forward for systemprisen i det nordiske marked og en såkaldt Electricity Price Area Differentials (EPAD), der dækker prisudsving mellem systemprisen og prisen i de enkelte nordiske prisområder.

10. Det forhold, at det nordiske finansielle marked i Vest- og Østdanmark ikke er tilstrækkeligt velfungerende, gør det i dag uforholdsmæssigt dyrt for markedsaktørerne at risikofordække. Det vil – alt andet lige – have en effekt på forbrugerpriserne på el.

11. Energinet.dk har oplyst, at de samlede samfundsøkonomiske gevinster, som følge af mere velfungerende finansielle markeder til prissikring, pga. PTR på Kontek-forbindelsen (DK2/DE) og Storebæltsforbindelsen (DK1/DK2), er beregnet til at udgøre ca. 17 mio. DKK/år. Heraf udgør gevinsten ved PTR på Storebæltsforbindelsen ca. 25 pct. svarende til ca. 4,25 mio. DKK/år. SET vurderer, at Energinet.dk's beregninger af de samfundsøkonomiske gevinster ved indførelse af PTR på Storebæltsforbindelsen bygger på realistiske antagelser, og at forventningen om en samlet samfundsøkonomisk gevinst er rimelig.

12. I de samfundsøkonomiske beregninger indgår ansættelse af Energinet.dk's tab af indtægter fra Storebæltsforbindelsen pga. indførelse af PTR. Forklaringen på tabet er, at indtægten fra månedlig og årlig auktion af PTR forventes at være lidt mindre end de forventede løbende flaskehalsindtægter. I den forbindelse vurderer SET, at disse tab er opgjort konservativt, og at de realiserede tab med nogen ret kan forventes at blive mindre end antaget i beregningerne, fordi på lidt længere sigt må auktionsindtægterne ventes at svare til de fremtidlige flaskehalsindtægter. Dette vil øge den samlede samfundsøkonomiske gevinst.

13. Energinet.dk forventer, på baggrund af erfaringerne med PTR på DK1/DE, at PTR på den elektriske Storebæltsforbindelse først og fremmest vil blive brugt til risikoafdækning – i modsætning til fysisk transport. SET vurderer på den baggrund, at indførelsen af PTR ikke vil give større ændringer i kapaciteten på forbindelsen, der kan allokeres til spotmarkedet. Indførelse af PTR forventes således at få en meget begrænset effekt på spotmarkedet.

14. Det er SET's vurdering, at PTR må forventes at have en positiv effekt på konkurrencen på de finansielle markeder i Øst- og Vestdanmark. SET vurderer også, at indførelsen af PTR kan have en effekt på likviditeten på det nordiske marked for forward kontrakter. Henset til dette markeds størrelse i relation til det forventede marked for PTR på Storebælt, vurderer SET imidlertid ikke, at effekten vil være betydelig.

15. SET bemærker yderligere i den forbindelse, at indførelse af PTR på Storebæltsforbindelsen må ses som et supplement til de eksisterende finansielle redskaber på det nordiske marked. Markedsaktørerne kan således fortsat anvende de nordiske finansielle markeder mv.

16. SET finder det væsentligt, at effekterne på de forskellige finansielle markeder af indførelsen af PTR analyseres nærmere i den evaluering, Energinet.dk vil gennemføre inden for et år.

17. Samlet vurderer SET, at den anmeldte metode vedrørende indførelse af PTR på den elektriske Storebæltsforbindelse er rimelig, objektiv og ikke-diskriminerende.

## Indstilling

18. På baggrund af vedlagte sagsfremstilling og vurdering indstilles at meddele Energinet.dk:

- At Energitilsynet jf. elforsyningslovens § 73 a, godkender Energinet.dk's pilotprojekt med indførsel af fysiske transmissionsrettigheder på Storebælt på månedlig og/eller årlig basis.
- Godkendelsen er midlertidig og gældende, indtil Energitilsynet har truffet afgørelse om fortsættelse, ændring eller ophævelse af fysiske transmissionsrettigheder på Storebæltsforbindelsen. Energinet.dk forelægger en evaluering og analyse af effekterne af fysiske transmissionsrettigheder på Storebæltsforbindelsen m.m. efter en prøveperiode på 1 år.

## Sagsfremstilling

19. I denne sag skal Energitilsynet tage stilling til Energinet.dk's metodeanmeldelse af 8. oktober 2013 (bilag 1) om indførelse af såkaldte fysiske transmissionsrettigheder (Physical Transmission Rights - PTR) på den elektriske Storebæltsforbindelse, der forbinder Øst- og Vestdanmark.

### Boks 1: Anvendte forkortelser og begreber

<b>CfD</b>	Contract for Differences, er erstattet af EPAD kontrakter (se nedenunder)
<b>DK1</b>	Vestdanmark
<b>DK2</b>	Østdanmark
<b>DE</b>	Tyskland
<b>EPAD</b>	Electricity Price Area Differential, et finansielt produkt, der kan handles på den finansielle el-børs for Norden, Nasdaq, for at afdække prisrisikoen på forskellen mellem systemprisen og områdeprisen
<b>Forward</b>	Terminkontrakt, bindende aftale om fremtidige levering af en vare (el) til en på forhånd aftalt pris
<b>FTR</b>	Financial Transmission Rights / finansielle transmissionsrettigheder. Rettigheden til at få udbetalt flaskehalsindtægten på en overførselsforbindelse for en bestemt mængde el på et bestemt tidspunkt
<b>Flaskehalsindtægt</b>	Prisforskel mellem to prisområder multipliceret med den overførte mængde
<b>Kontek</b>	Overførselsforbindelsen mellem Østdanmark og Tyskland
<b>PTR</b>	Physical Transmission Rights / fysiske transmissionsrettigheder. Rettigheden til fysisk at overføre en bestemt mængde el på en overførselsforbindelse på et bestemt tidspunkt
<b>Systemprisen</b>	Den samlede spotpris for el på den nordiske el-børs Nord Pool. Det er den pris, der ville skabe ligevægt mellem udbud af el og efterspørgsel efter el, hvis der ikke fandtes flaskehalse mellem prisområderne nogen steder i hele det nordiske område
<b>UIOSI</b>	Use-it-or-sell-it. UIOSI er en yderligere mulighed for brug af PTR. Køberen af en PTR med UIOSI kan vælge at bruge den købte kapacitet fysisk (nominering; "use it"). Alternativt kan ejeren af transmissionsrettigheden vælge ikke at bruge kapaciteten selv og i stedet aflevere kapaciteten tilbage til spotmarkedet (ikke-nominering). Ved ikke-nominering får PTR ejeren udbetalt flaskehalsindtægten for den tilbagegivne kapacitet, hvis der opstår en flaskehals i den pågældende periode ("sell it"). I dette tilfælde fungerer PTR med UIOSI som en FTR.
<b>UIOLI</b>	Use-it-or-lose-it. Princip der tidligere (indtil 2010) blev anvendt for PTR. Med UIOLI kan en PTR ejer nominere strøm over den pågældende forbindelse ("use it"), eller aflevere kapaciteten tilbage til spotmarkedet uden kompensation ("lose it")

20. Sagen forelægges for Energitilsynet, da metoden ikke tidligere er blevet anvendt mellem Østdanmark (DK2) og Vestdanmark (DK1). Det er samtidig første gang, der indføres transmissionsrettigheder mellem to prisområder internt i det nordiske markedsområde.

21. Det fremgår af anmeldelsen, at Energinet.dk's indledningsvis vil indføre PTR på en begrænset del af overførselskapaciteten som et pilotprojekt. Energinet.dk vil sælge 150 MW kapacitet som PTR ud af Storebæltsforbindelsens samlede kapacitet på 600 MW. Energinet.dk vil evaluere projektet inden udgangen af et år og forelægge resultatet af evalueringen for Energitilsynet. Pilotprojektet vil forventelig blive igangsat i løbet af 2014.

22. Energinet.dk's anmeldelse indeholder også de auktionsregler, som skal være gældende for PTR på Storebæltsforbindelsen. Disse auktionsregler er identiske med dem, som SET godkendte i november 2013 i forbindelse med sekretariatets godkendelse af PTR på Kontek-forbindelsen (DK2/DE). Auktionsreglerne vil derfor ikke blive behandlet yderligere i denne sag.

23. Det bemærkes i den forbindelse, at Sekretariatet for Energitilsynet (SET) i november 2013 godkendte indførslen af PTR på Kontek-forbindelsen mellem Østdanmark og Tyskland samt nye auktionsregler for PTR gældende på begge grænser til Tyskland. Baggrunden var, at der tidligere – i perioden 2001 og 2005 – har været udbudt PTR på Kontek-forbindelsen, og at der allerede blev udbudt PTR på forbindelsen mellem Vestdanmark og Tyskland. SET's afgørelse blev omtalt i meddelelser fra sekretariatet på Energitilsynets møde i december 2013. Afgørelsen er vedlagt som bilag 3.

24. Formålet med at indføre PTR på den elektriske Storebæltsforbindelse er at sikre danske aktører bedre adgang til risikoafdækning af prisudsving i de danske prisområder ved at forbedre muligheden for at købe forwardkontrakter for den tyske spotpris, som alternativ til forwardkontrakter mod den nordiske systempris

25. I det følgende gennemgås de grundlæggende begreber og forhold omkring risikoafdækning på elmarkedet mv., Energinet.dk's begrundelser for at indføre PTR i Danmark samt Energinet.dk's beregninger mv. af virkningen af at indføre PTR i Danmark.

### **Afdækning af prisrisiko med forward for nordisk system pris og EPAD**

26. Behovet for afdækning af prisrisici på elmarkedet opstår, fordi elforbrugerne har forskellige ønsker. Nogle ønsker at købe el til en variabel pris, der fx følger de daglige børskurser, mens andre forbrugere ønsker sikkerhed for prisen på el i en længere periode. Det betyder, at el-leverandørerne også har forskellige typer kontrakter til kunderne, heriblandt også kontrakter med faste priser i en længere periode, fx ½ - 3 år ud i fremtiden.

27. Kontrakttyper med faste priser stiller imidlertid el-leverandøren over for det problem, at der er stor usikkerhed om den fremtidige pris på el. Prisen på spotmarkedet varierer en hel del – både henover året og fra det ene år til det andet. Derfor har el-leverandøren behov for at mindske prisrisikoen – såkaldt risikoafdækning.

28. I det nordiske elmarked kan risikoafdækning i dag ske ved køb af forwardkontrakter, der sikrer mod prisudsving i den nordiske systempris og såkaldte Electricity Price Area Differentials (EPAD) kontrakter<sup>1</sup>, der sikrer mod prisudsving i et konkret område i forhold til den nordiske systempris. EPAD er en finansiel kontrakt, som hovedsagligt udbydes af elproducenter og bliver handlet kontinuerligt mellem markedsdeltagerne (elproducenter og leverandører på detailmarkedet for el). Der er ingen garanti for udbud af EPAD'er.

29. Konkret fungerer det således, at der i Norden beregnes en fiktiv systempris, der viser hvad den fælles nordiske pris ville have været, hvis der ikke havde været flaskehalse mellem de forskellige nordiske prisområder. Systemprisen fungerer som referencepris for det samlede nordiske marked, og el-leverandørerne kan købe forward kontrakter for systemprisen. En sådan kontrakt kan sammen med en Electricity Price Area Differentials

---

<sup>1</sup> I Energinet.dk's anmeldelse omtales Contracts for Differences (CfD'er), som er den tidligere betegnelse for EPAD kontrakter. Markedspladsen for finansielle kontrakter, NASDAQ OMX, ændrede i 2013 navnet fra CfD kontrakter til EPAD kontrakter.

(EPAD) kontrakt sikre aktøren mod prisudsving i et konkret prisområde i forhold til systemprisen, idet EPAD kontrakten netop dækker denne prisforskel. Kombinationen af en forward kontrakt og en EPAD kontrakt sikrer således el-leverandøren en fast pris.

### Afdækning af prisrisiko med forward for tysk spotpris og PTR

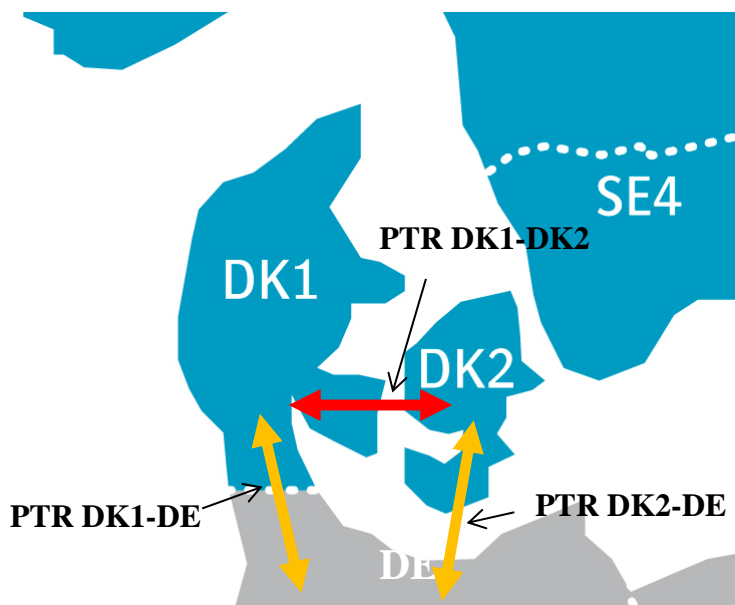
30. Det er også muligt at risikoafdække prisudsving i de danske prisområder ved køb af en forward for den tyske spotpris og en PTR. En PTR sikrer aktøren mod prisudsving i et konkret prisområde mod den tyske spotpris og har således samme funktion som en EPAD. Dog er en PTR i modsætning til en EPAD ikke en finansiel kontrakt, da den kan anvendes fysisk til at nominere strøm, jf. boks 1.

31. I de fleste europæiske lande bliver der solgt fysiske transmissionsrettigheder (PTR) på transmissionsforbindelserne, som kan bruges af markedsaktører til risikoafdækning i forbindelse med en forward kontrakt.

32. Med indførelsen af PTR på den elektriske Storebæltsforbindelse ønsker Energinet.dk at give bedre adgang til risikoafdækning mod det tyske marked, som et supplement til de eksisterende nuværende muligheder på de nordiske finansielle markeder.

33. Med PTR på den elektriske Storebæltsforbindelse får aktører i begge de danske prisområder bedre adgang til risikoafdækning med en forward kontrakt for den tyske spotpris, da PTR på den elektriske Storebæltsforbindelse giver adgang til at bruge begge de tyske overførselsforbindelser. En aktør i DK1 vil således ikke længere være bundet til kun at anvende DK1/DE til risikoafdækning mod det tyske marked, da der vil være adgang til at bruge DK2/DE via PTR på Storebæltsforbindelsen. Se figur 1 nedenfor.

**Figur 1. Oversigt over fysiske transmissionsrettigheder**



34. Fysiske Transmissionsrettigheder (Physical Transmission Rights, PTR) er eksplicitte auktioner af kapacitet på en overførselsforbindelse mellem to prisområder. De udbydes af de relevante TSO'er for overførselsforbindelsen mellem to prisområder (i dette tilfælde Energinet.dk). Energinet.dk's anmeldelse vedrører PTR i begge retninger med kapacitet for en måned eller et år ad gangen (dvs. månedlige og årlige PTR).

35. PTR er omfattet af princippet use-it-or-sell-it (UIOSI). Det betyder, at en køber af en transmissionsrettighed kan vælge at bruge kapaciteten selv og nominere strøm over den pågældende forbindelse, dvs. bruge den købte kapacitet fysisk. Alternativt kan ejeren af transmissionsrettigheden vælge ikke at bruge kapaciteten selv og i stedet aflevere kapaciteten tilbage til spotmarkedet (ikke-nominering). PTR ejeren kan vælge mellem nominering og ikke-nominering hver dag.

36. Hvis PTR ejeren vælger ikke selv at nominere og altså lade kapaciteten gå tilbage til spotmarkedet, får PTR ejeren udbetalt flaskehalsindtægten for den tilbagegivne kapacitet, hvis der opstår en flaskehals i den pågældende periode. Dermed har PTR ejeren ”solgt” kapaciteten. Flaskehalsindtægten er givet af prisforskellen mellem de to prisområder multipliceret med mængden af transporteret el via forbindelsen i en given periode.

37. I boks 2 er vist eksempel på risikohåndtering med henholdsvis EPAD'er og PTR mod henholdsvis den nordiske systempris og den tyske spotpris for en aktør i Østdanmark. En aktør i Østdanmark vil med udgangspunkt i de beskrevne principper også eksempelvis få mulighed for at prissikre sig via en forward for den tyske spotpris og en PTR på DE/DK1 og en PTR på DK1/DK2.

## Boks 2: Risikohåndtering med EPAD eller PTR

### Eksempel 1. Sikring gennem to finansielle kontrakter

En elleverandør leverer ofte el til sine kunder til en fast pris. Elleverandøren køber selv el på spotmarkedet, hvor prisen ikke er fast. På et velfungerende finansielt marked kan elleverandøren sikre sig mod denne risiko med et finansielt produkt. Leverandøren kan købe en forward kontrakt for systemprisen, som sikrer en fast systempris. Med en forward kontrakt sikrer leverandøren (køberen) sig at kunne købe el til systemprisen  $p(S)$ . Omkostningen for leverandøren er prisen for system forward kontrakten  $c(FS)$ . Leverandøren har imidlertid stadig den udfordring, at prisen i det prisområde, hvor el skal købes og leveres (her DK2), kan være forskellig fra systemprisen. Derfor er leverandøren også nødt til at sikre sig mod udsving i områdeprisen. Dette gøres med en EPAD kontrakt. Kombinationen af en forward kontrakt og en EPAD kontrakt garanterer således elleverandøren en fast pris i et område i den aftalte periode.

- Systempris Forward med en volumen  $q$ ; garanterer leverandøren systemprisen  $p(S) * q$
- EPAD for DK2; udbetaler prisforskellen mellem DK2 og Systemprisen til leverandøren  $(p(DK2)-p(S)) * q$
- I en given time er elleverandørens indtægt:  $[p(S) * q] + [(p(DK2)-p(S)) * q] = p(DK2) * q$
- Leverandøren har følgende omkostninger til prissikringen:  $c(FS) * q + c(EPAD) * q$

### Eksempel 2. Sikring gennem en forward kontrakt og en PTR

En anden måde at sikre en fast pris i et område på er at anvende en PTR. En leverandør i Østdanmark kan købe en PTR på Kontek og en forward kontrakt (FT) på den tyske børs til den tyske spotpris  $p(T)$ . PTR'en har samme effekt som EPAD'en, nemlig at en eventuel prisforskel mellem den danske områdepris  $p(DK2)$  og den tyske spotpris  $p(T)$  bliver udbetalt til PTR ejeren (elleverandøren):  $(p(DK2)-p(T)) * q$

- Tysk spotpris forward med volumen  $q$ ; garanterer leverandøren prisen i Tyskland:  $p(T) * q$
- Køb af PTR på Kontek (retning DE→DK2), som udbetaler prisforskellen mellem den tyske og østdanske pris  $p(DK2)-p(T) * q$  til leverandøren
- I en given time er elleverandørens indtægt:  $[p(T) * q] + [(p(DK2)-p(T)) * q] = p(DK2) * q$
- Leverandøren har følgende omkostninger til prissikringen:  $c(FT) * q + c(PTR) * q$

I begge eksempler er elleverandøren garanteret en fast pris  $p(DK2) * q$ , som svarer til omkostningerne til el. Elleverandøren har dermed gjort sig uafhængig af spotprisen i DK2 gennem køb af to produkter med

fast pris og kan som følge heraf sælge el til en fastsat pris, der dækker hans omkostninger til køb af el til systemprisen, omkostninger til prissikring samt en fortjeneste.

## Begrundelser for at indføre PTR på den elektriske Storebæltsforbindelse

38. EU-Kommissionens forordning EF 714/2009 fastsætter, at el-transmissionselskaber skal implementere enten fysiske transmissionsrettigheder (PTR) eller finansielle transmissionsrettigheder<sup>2</sup> (FTR) på en overførselsforbindelse, medmindre der findes velfungerende finansielle markeder, som giver markedsaktørerne muligheder for risikohåndtering på begge sider af forbindelsen. Det er således normen, at der anvendes transmissionsrettigheder på overførselsforbindelser i Europa.

39. I 2012 vurderede SET og den tyske energiregulator Bundesnetzagentur i en regional arbejdsgruppe, at der ikke findes tilstrækkelig mulighed for risikohåndtering mellem Østdanmark og Tyskland (via Kontek forbindelsen). Dermed var der identificeret et behov for implementering af PTR eller FTR på Kontek. I november 2013 godkendte SET indførelse af PTR på Kontek kablet.

40. Storebæltsforbindelsen er en national forbindelse, og den er derfor ikke omfattet af forordningen. I praksis har forbindelsen mellem DK1 og DK2 imidlertid samme funktion som en overførselsforbindelse i forhold til velfungerende markeder, da den forbinder forskellige prisområder med (potentielt) forskellige priser.

### *Det finansielle marked i Danmark*

41. I metodeanmeldelsen af 8. oktober 2013 anfører Energinet.dk dokumentation, som indikerer, at det finansielle marked i Danmark – og specielt i Østdanmark – ikke fungerer godt nok til, at aktørerne på markedet kan risikoafdække sig omkostningseffektivt mod prisudsving.

42. I tabel 1 er vist samvariationen mellem spotpriser og den nordiske systempris i de enkelte nordiske prisområder. Tabellen viser, at de to danske prisområder – DK1 og DK2 – er de to prisområder i Norden, hvor samvariationen mellem systemprisen, altså den nordiske referencepris, og områdeprisen er lavest, jf. tabel 1. Den relativt lave samvariation på DK1 og DK2 er udtryk for, at der oftere er flaskehalse fra og til de danske prisområder.

**Tabel 1: Samvariation mellem spotpriser og Systempris i Norden 2012**

Område	Samvariation med systempris 2012
Systempris	1
FIN	0,80
SE1	0,95
SE2	0,95

<sup>2</sup> Finansielle transmissionsrettigheder fungerer som fysiske transmissionsrettigheder, dog med den forskel, at det ikke er muligt at bruge den købte kapacitet fysisk. Kapaciteten bliver altid fordelt i spotmarkedet, og FTR ejeren får udbetalt den proportionelle del af flaskehalsindtægten for sin FTR.



SE3 (Stockholm)	0,95
NO1 (Oslo)	0,94
NO2	0,89
SE4	0,88
<b>DK1</b>	<b>0,61</b>
<b>DK2</b>	<b>0,68</b>

Kilde: Energinet.dk

43. De store udsving mellem systemprisen og priserne i de to danske prisområder indikerer, at der er et betydeligt behov for prissikringsredskaber i de to danske prisområder, idet disse udsving netop illustrerer, at der er en prisrisiko i forhold til systemprisen. Den relativt lave samvariation mellem systemprisen og de danske områdepriser er således udtryk for, at el-leverandørerne løber en særlig prisrisiko i disse områder – og dermed også i særlig grad har behov for velfungerende redskaber til risikoafdækning. Omvendt er behovet for prissikring meget mindre i en række nordiske prisområder, hvor der ikke i samme grad er flaskehalsproblemer.

44. Der synes således at være et betydeligt behov for prissikringsredskaber i de danske prisområder – ikke mindst i Østdanmark (DK2). Energinet.dk henviser i den forbindelse til data fra Nasdaq OMX (børsen for finansielle produkter), som viser, at det finansielle marked i de danske prisområder ikke er tilstrækkeligt velfungerende. Den såkaldte *open interest* er udtryk for mængden af fysisk el, som er bundet op på en finansiell kontrakt og dermed prissikret (i forhold til systemprisen). Sammenlignet med det totale forbrug i et område giver open interest en indikation af, hvor meget af den samlede mængde el (forbrug), der er prissikret med finansielle kontrakter.

45. I tabel 2 viser, hvor meget af det samlede elforbrug, der er afdækket (sikret) af EPAD'ere for DK1 og DK2. I DK1 var der afdækket henholdsvis 55 pct. og 39 pct. af det samlede forbrug i 2011 og 2012, mens det i DK2 tilsvarende var henholdsvis 28 pct. og 15 pct.

**Tabel 2: Open interest i EPAD kontrakter for 2011 og 2012 i DK 1 og DK2**

Prisområde	Årskontrakter	Kvartalskontrakter	Total	Forbrug	Andel
	TWh/år	TWh/år	TWh/år	TWh/år	
DK1 - 2011	4,9	6,01	10,91	20	55%
DK1 - 2012	3,48	4,29	7,77	20	39%
DK2 - 2011	1,8	2,05	3,85	14	28%
DK2 - 2012	1,01	1,08	2,09	14	15%

Kilde: Energinet.dk

46. Den relativt lave prisafdækning i DK1 og DK2, hvor der ellers i udgangspunkt netop er en prisrisiko, indikerer manglende udbud af EPAD'er og/eller, at de udbydes til for høje salgspriser.

## **Virksomheden af at indføre PTR på den elektriske Storebæltsforbindelse**

47. I Energinet.dk's metodeanmeldelse er en række af de forventede virkninger af at indføre PTR på Storebæltsforbindelsen beskrevet, herunder effekten på de finansielle elmarkeder i Danmark, effekten på spotmarkederne i DK1 og DK2, de økonomiske effekter samt de mulige effekter på det nordiske marked.

### *Effekt af PTR på det finansielle marked i Danmark*

48. Energinet.dk forventer, at PTR på Storebælt vil give markedsaktører i DK2 og DK1 bedre mulighed for omkostningseffektiv risikoafdækning. Med PTR får aktørerne bedre adgang til finansielle produkter i det tyske prisområde og mulighed for at hedge sig til den tyske spotpris. Det skyldes, at aktører i begge de danske prisområder får adgang til prissikring mod den tyske spotpris over enten DE/DK1 eller DE/DK2 via PTR mellem DK1 og DK2. Samtidig er det tyske finansielle marked kendetegnet ved en betydelig større likviditet og større konkurrence end det danske EPAD marked.

49. Energinet.dk forventer, at anvendelsen af transmissionsrettigheder vil forbedre likviditeten i EPAD markedet. I dag er de mest naturlige udbydere af EPAD'er ifølge Energinet.dk producenter, som har produktionskapacitet som sikkerhed. Hvis områdeprisen er højere end systemprisen, kan producenten øge produktionen og sælge til de høje spotpriser. Dermed har producenten en sikker indtægt til udbetaling af EPAD kontrakten.

50. På grund af den høje markedskoncentration af producenter i Østdanmark er der i dag ringe konkurrence på EPAD'er i Østdanmark. Det samme gælder i mindre omfang for Vestdanmark.

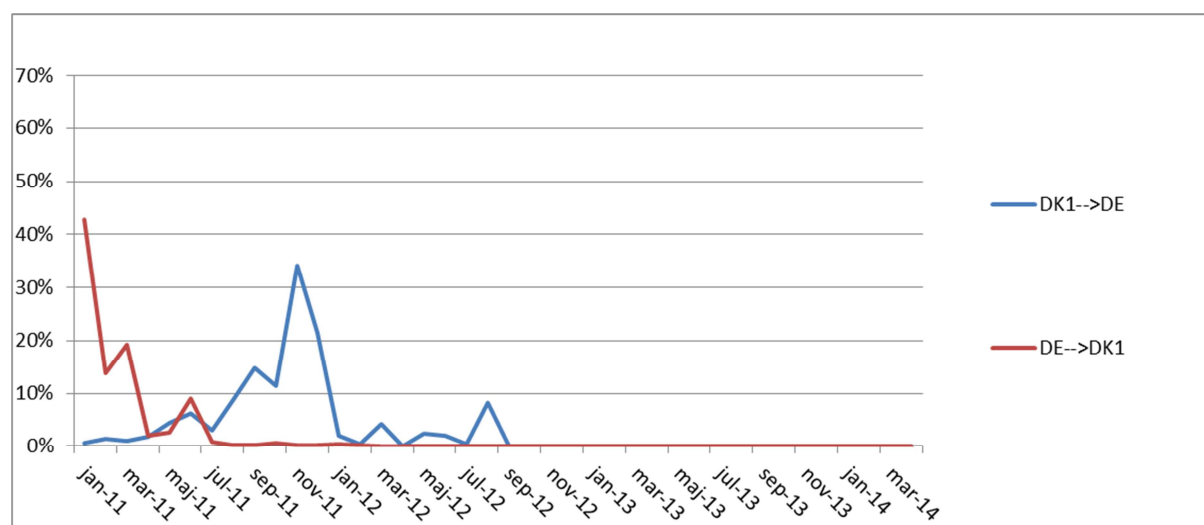
51. Energinet.dk forventer, at der med anvendelse af transmissionsrettigheder vil komme større konkurrence på EPAD'er, da aktører uden produktionsapparat vil kunne tilbyde EPAD'er i Danmark med udgangspunkt i adgangen til det tyske marked ved køb af PTR.

### *Mulig virkning på spotpriserne i DK1 og DK2*

52. Anvendelse af PTR kan have en effekt på spotmarkederne, idet en bortauktioneret kapacitet, som køberen selv bruger fysisk, ikke kan indgå i spotmarkedets priskobling. Det begrænser overførselskapaciteten, hvilket kan have en effekt på priserne på spotmarkedet.

53. Energinet.dk forventer med udgangspunktet i data fra DK1-Tyskland grænsen, at transmissionsrettighederne fortrinsvis vil blive brugt finansielt, dvs. som et produkt til risikoafdækning. Figur 2 viser de gennemsnitlige månedlige nomineringer af auktionerede fysiske transmissionsrettigheder på DK1-Tyskland siden 2011.

**Figur 2: Gennemsnitlig andel (pct.) af månedlige nomineringer af auktionerede fysiske transmissionsrettigheder på DK1-Tyskland siden 2011**



Kilde: Energinet.dk

54. Figuren viser den procentdel af den totale mængde af solgte PTR, som bliver brugt fysisk (gennem såkaldt nominering). Procentdelen ligger mellem 0 og 43 pct. i 2011, mens den var på maksimalt 8 pct. i 2012. Figuren skelner mellem nominering i nordgående retning fra DE til DK1 og sydgående retning fra DK1 til DE.

55. De højere tal i 2011 kan skyldes, at der var usikkerhed om anvendelsen af Use-It-Or-Sell-It princippet, jf. pkt. 35, der blev indført samme år, og som aktørerne derfor ikke havde erfaring med. Tidligere blev der ikke udbetalt flaskehalsindtægter til PTR ejerne ved ikke-nominering. Der kunne således kun opnås en reel værdi af PTR'en ved nominering. Dog kunne der også opstå et tab ved nominering, hvis prisudviklingen var anderledes end forventet af PTR ejeren.

56. Tal for 2013 og 2014 viser, at PTR slet ikke bliver nomineret i hverken nord- eller sydgående retning (med undtagelse af en enkelt MW i ganske få timer), dvs. at PTR i praksis udelukkende bruges til risikoafdækning. Den samlede PTR kapacitet solgt på forbindelsen har ligget mellem 350 MW og 465 MW pr. år i 2011 til 2012.

### Økonomiske effekter

57. Energinet.dk forventer en samlet positiv samfundsøkonomisk effekt af at indføre PTR på Storebæltsforbindelsen.

58. Energinet.dk's forventning er baseret på den antagelse, at prisen på EPAD kontrakter er for høj i DK2. Når prisen er højere end nødvendigt medfører det et såkaldt forvriddningstab for samfundet, hvilket betyder, at der bliver købt for få EPAD'er i forhold til, hvad der er samfundsøkonomisk optimalt. Med lavere EPAD priser mindskes forvriddningstabet, og der opstår en samfundsøkonomisk gevinst.

59. Energinet.dk forventer, at den samlede effekt af PTR på Kontek- og Storebæltsforbindelsen er en samlet samfundsøkonomisk gevinst på 17 mio. DKK/år. Cirka 25 pct. (4,25 mio. DKK/år) af den samlede effekt kan tilskrives PTR på Storebælt.

60. Energinet.dk forventer endvidere, at indførslen af PTR vil indebære et fald i indtægter i forhold til de nuværende flaskehalsindtægter. Med auktion af transmissionsrettigheder (PTR) får Energinet.dk en auktionsindtægt på forhånd, der erstatter den nuværende løbende flaskehalsindtægt. Auktionsindtægten kan være større eller mindre end flaskehalsindtægten. Men med et velfungerende og likvidt marked for PTR, vil auktionen afspejle markedsdeltagernes forventninger til flaskehalsindtægterne, dvs. prisforskellen mellem prisområderne. Set over en længere periode forventer Energinet.dk, at auktionen kommer til at ligge tæt på flaskehalsindtægten.

61. Energinet.dk har estimeret et fald i indtægter på cirka 3 mio. DKK/år på Storebæltsforbindelsen baseret på de hidtidige erfaringer med salg af PTR mellem Vestdanmark og Tyskland. Estimatet beror på en antagelse om, at 150MW af den samlede 600MW kapacitet på Storebælt auktioneres som PTR, jf. bilag 1.

62. Det bemærkes, at Energinet.dk's forventede fald i flaskehalsindtægter som følge af indførelsen af PTR på Storebæltsforbindelsen, er indregnet i opgørelsen af den samfundsøkonomiske gevinst.

#### *Fordelingseffekt*

63. Energinet.dk forventer, at indførsel af PTR på Storebæltsforbindelsen vil kunne have visse fordelingsmæssige effekter.

64. Energinet.dk's fald i indtægter vil berøre transmissionsnettets brugere gennem tariffene. På den anden side vil mere konkurrence i det finansielle marked forventeligt få priserne for EPAD kontrakter til at falde. Det indebærer – alt andet lige - færre omkostninger til risikosikring til fx handelsselskaber, og denne gevinst vil – alt andet lige – give en besparelse for forbrugeren.

#### *Mulig effekt på det nordiske marked*

65. Der handles på nuværende tidspunkt ingen transmissionsrettigheder mellem prisområder i det nordiske marked, hverken fysisk eller finansielt. Der er dog som tidligere nævnt PTR på de danske udlandsforbindelser til Tyskland. I det nordiske område er der – som tidligere nævnt – i stedet implementeret et finansielt marked med forwardkontrakter og EPAD, hvor markedsaktører kan sikre sig mod prisudsving.

66. Det finansielle marked i Norden er samlet set velfungerende med gode muligheder for risikoafdækning. Det viser bl.a. en høring af markedsaktører i regi af det nordeuropæiske regionale initiativ i 2012.

67. I høringen i 2012 tilkendegav markedsaktører og de øvrige regulatorer, at det finansielle marked er velfungerende i forhold til markedets behov for langt de fleste prisområder på det nordiske marked.

68. De to danske prisområder DK1 og DK2 er således en undtagelse fra det samlede nordiske marked. I de to områder er der størst behov for områdeprissikring på grund af den

lave samvariation mellem områdepriser og systempris. Samtidig er områderne forholdsvis små og udbuddet af EPAD kontrakter er begrænset.

69. Høringen af markedsaktørere understregede netop, at det finansielle marked har udfordringer i de danske områder. Data i Energinet.dk's anmeldelse understøtter denne vurdering.

### **Energinet.dk's høring af markedsaktører**

70. Energinet.dk har foretaget en høring af markedsaktørerne. Høringen omfattede indførelse af PTR på Kontek (DK2/DE) og Storebælt (DK1/DK2) samt auktionsreglerne, som blev godkendt af SET i november 2013.

71. Otte aktører har givet høringssvar til Energi: EDF Trading, EFET (European Federation of Energy Traders), Dansk Energi, Energi Danmark, Danske Commodities, Scan Energi, DONG Energi og Vattenfall AB

72. Aktørerne er generelt positive over for forslaget om at indføre PTR mellem DK1 og DK2. Kun en aktør er kritisk, da aktøren finder, at EPAD markedet i DK2 er tilstrækkeligt velfungerende, og da aktøren er bekymret for effekten af PTR på det finansielle marked. Flere aktører bemærker, at PTR vil øge konkurrencen og likviditeten i EPAD markedet.

## Høring

73. SET har den 14. marts 2014 sendt udkastet til afgørelsen i høring hos Energinet.dk og energiregulatorerne i Finland, Norge og Sverige.

74. Derudover er der foretaget en offentlig høring på Energitilsynets hjemmeside den 17. marts 2014.

75. I forbindelse med høringen er der modtaget bemærkninger fra Foreningen for Slutbrugere af Energi (FSE), Dansk Energi, Dansk Industri og Danske Commodities.

76. Der er ikke modtaget kritiske bemærkninger til udkastet til afgørelsen. Høringssvarene er vedlagt afgørelsen som bilag 2.

## Lovgrundlag

77. I det følgende gennemgås de bestemmelser i love og bekendtgørelser m.v., der har relevans for de betragtninger og vurderinger, som fremgår i det efterfølgende kapitel, hvor sagsfremstillingens fakta vurderes i lyset af lovgrundlaget.

78. Elforsyningsloven (Bekendtgørelse nr. 1329 af 25. november 2013 af lov om elforsyning) regulerer adgangen til det kollektive elforsyningsnet og Energinet.dk's forpligtelser som systemansvarlig virksomhed.

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

80. § 6, stk. 4 gælder også for Energinet.dk, da Energinet.dk hører ind under definitionen af kollektive elforsyningsvirksomheder, jf. § 5, stk. 1, nr. 10.

81. Kravet om objektivitet, gennemsigtighed, rimelighed og ikke-diskrimination er et grundlæggende princip, der går igen i en række af elforsyningslovens bestemmelser. Det fremgår af § 24, at:

§ 24. Enhver har ret til at anvende det kollektive elforsyningsnet til transport af elektricitet imod betaling.

Stk. 2. Kollektive elforsyningsvirksomheder må ikke forskelsbehandle brugere af systemet eller kategorier af brugere eller begunstige tilknyttede eller associerede virksomheder eller virksomheder, der kontrolleres af samme virksomhedsdeltagere.

Stk. 3. Med henblik på at sikre den fulde udnyttelse af kapaciteten i det kollektive elforsyningsnet kan klima-, energi- og bygningsministeren fastsætte regler om adgangen til at indgå aftaler om reservation af netkapacitet. Klima-, energi- og bygningsministeren kan endvidere fastsætte regler om, at eksisterende aftaler om reservation af netkapacitet skal administreres på en måde, som sikrer den fulde udnyttelse af kapaciteten i det kollektive elforsyningsnet.

82. Det fremgår endvidere af elforsyningslovens § 73, at de kollektive elforsyningsvirksomheders prisfastsættelse af deres ydelser skal ske efter rimelige, objektive og ikke-diskriminerende kriterier i forhold til, hvilke omkostninger de enkelte køberkategorier giver anledning til.

83. 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.

84. Det er Energitilsynets kompetence at godkende priser og betingelser for anvendelse af bl.a. transmissionsnet. Det følger af elforsyningslovens § 73 a:

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

Stk. 2. Energitilsynet kan godkende metoder for begrænsede købergrupper og for et begrænset tidsrum som led i kollektive elforsyningsvirksomheders metodeudvikling. Energitilsynet kan sætte vilkår for godkendelsen af sådanne metoder.

Stk. 3. Klima-, energi- og bygningsministeren kan fastsætte regler om indholdet af de metoder, der anvendes til at beregne eller fastsætte betingelser og vilkår, herunder tariffer.

85. Af bemærkningerne til § 73 a lovforslag (L494/Ft.saml.2003/04) følger det, at:

” ... Bestemmelsen i § 73 a indebærer, at Energinet.dk .... skal udarbejde en redegørelse for, hvilke metoder der påtænkes anvendt ved fastsættelsen af betingelser og vilkår, herunder tariffer, for anvendelse af transmissions- og distributionsnet. 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 forbruges og netbruges forskellige karakteristika. ... ”

86. De nærmere regler for godkendelse og indhold af bl.a. Energinet.dk's metoder er fastsat i bekendtgørelse nr. 1085 om netvirksomheders, regionale transmissionsvirksomheders og Energinet.dk's metoder for fastsættelse af tariffer m.v. af 20. september 2010. Bekendtgørelsens § 1 og § 5 indeholder følgende:

§ 1. Netvirksomheder, regionale transmissionsvirksomheder og Energinet.dk skal anmelde de metoder, der anvendes til at beregne eller fastsætte betingelser og vilkår for deres ydelser, herunder tariffer, til Energitilsynets godkendelse.

Stk. 2. Energitilsynets godkendelse af metoderne er en forudsætning for virksomhedernes anvendelse af betingelser og vilkår for deres ydelser, herunder tariffer.

Stk. 3. Godkendte metoder offentliggøres af virksomhederne med angivelse af datoen for Tilsynets godkendelse.

Stk. 4. Virksomhederne skal søge godkendelse af efterfølgende ændringer i metoderne, herunder ændringer som følge af pålagte myndighedskrav.

...

§ 5. Metoder indeholdt i forskrifter udstedt af Energinet.dk i medfør af elforsyningslovens § 26, stk. 3, § 27 c, stk. 11, § 28, stk. 2, nr. 11 og § 31, stk. 2 og 3, skal godkendes og offentliggøres efter § 1, såfremt de vedrører

1) markedsadgang,

2) tilvejebringelse af balanceringsydelser eller

3) adgang til grænseoverskridende infrastruktur.

87. Det følger af Bilag 1 til Europa-Parlamentets og Rådets Forordning (EF) Nr. 714/2009 af 13. juli 2009 om betingelserne for netadgang i forbindelse med grænseoverskridende elektricitetsudveksling og om ophævelse af forordning (EF) nr. 1228/2003 om metoder til håndtering af kapacitetsbegrænsninger, at:



## 2. Metoder til håndtering af kapacitetsbegrænsninger

2.1 Metoderne til håndtering af kapacitetsbegrænsninger skal være markedsbaserede for at lette en effektiv grænseoverskridende handel. Med dette for øje fordeles kapaciteten kun ved hjælp af eksplicite (kapacitet) eller implicite (kapacitet og energi) auktioner. De to metoder kan eksistere side om side på samme samkøringslinje. Ved foranstaltninger flere gange om dagen kan der benyttes kontinuerlig handel.

2.2. Afhængigt af konkurrencevilkårene kan det være nødvendigt, at mekanismerne for håndtering af kapacitetsbegrænsninger åbner mulighed for at fordele transmissionskapacitet både på kort og lang sigt.

2.3. Ved hver kapacitetsfordelingsprocedure skal der fordeles en bestemt del af den ledige kapacitet på samkøringslinjerne plus enhver resterende kapacitet, der ikke tidligere er fordelt, og enhver kapacitet, som kapacitetsindehaverne har frigivet fra tidligere fordelinger.

...

2.5 Adgangsrettighederne for fordelinger på lang og mellemlang sigt skal være stabile transmissionskapacitetsrettigheder. De skal på nomineringstidspunktet være omfattet af princippet »forbrug eller tab« (*Use-it-or-lose-it, sekretariatet*) eller »forbrug eller salg« (*use-it-or-sell-it, sekretariatet*).

2.6. TSO'erne fastlægger en egnet struktur til fordeling af kapacitet mellem forskellige tidsrammer. Denne kan omfatte en mulighed for at reservere en minimal del af kapaciteten på samkøringslinjerne til fordeling en eller flere gange om dagen. En sådan fordelingsstruktur skal kunne revideres af de respektive regulerende myndigheder. TSO'erne tager ved udarbejdelsen af deres forslag hensyn til følgende:

a) markedernes karakteristika

b) de driftsmæssige betingelser såsom virkningerne af at dirigere fast anmeldte planer

c) harmoniseringsomfanget for de procentsatser og tidsrammer, der er fastsat for de forskellige foreliggende mekanismer for kapacitetsfordeling.

2.7. Der må ikke ved fordelingen af kapacitet diskrimineres mellem markedsdeltagere, som ønsker at benytte sig af deres ret til at gøre brug af bilaterale leveringskontrakter eller afgive bud på elektricitetsbørser. De højeste bud honoreres, uanset om de er implicite eller eksplicite inden for en given tidsramme.

2.8. I regioner, hvor de finansielle terminselektricitetsmarkeder er veludviklede og har demonstreret deres effektivitet, kan al kapacitet på samkøringslinjerne fordeles via implicite auktioner

2.13. De finansielle konsekvenser af, at forpligtelser i forbindelse med fordeling af kapacitet ikke opfyldes, pålægges dem, der er ansvarlige for den pågældende undladelse. Hvis markedsdeltagerne ikke udnytter den kapacitet, som de har forpligtet sig til at anvende, eller i forbindelse med eksplicit bortauktioneret kapacitet undlader at handle på et sekundært grundlag eller tilbageføre kapaciteten i tide, fortaber de retten til en sådan kapacitet og betaler en takst, der afspejler omkostningerne. Enhver takst, der afspejler omkostningerne, i forbindelse med manglende anvendelse af kapacitet skal være velbegundet og stå i et rimeligt forhold til de faktiske udgifter. Tilsvarende skal en TSO, dersom den ikke opfylder sin forpligtelse, yde markedsdeltageren erstatning for tabet af kapacitetsrettigheder. Der tages i den sammenhæng ikke hensyn til dermed forbundne tab. De centrale koncepter for og metoder til fastlæggelse af ansvar i forbindelse med, at forpligtelser ikke opfyldes, fastsættes i forvejen med hensyn til de finansielle konsekvenser og skal kunne revideres af den eller de relevante regulerende myndigheder.

## Vurdering

88. SET bemærker, at transmissionsrettigheder er en metode for anvendelse af transmissionsnettet, jf. elforsyningslovens § 73 a, som kan godkendes af Energitilsynet, hvis tilsynet vurderer, at metoden ikke er i strid med elforsyningslovens kriterier om rimelighed, objektivitet og ikke-diskrimination.

89. SET bemærker endvidere, at de fremlagte data om *open interest*, jf. pkt. 44, viser, at EPAD markedet ikke dækker en særlig stor del af forbruget i Østdanmark til trods for, at data om samvariation mellem områdeprisen i Østdanmark og systemprisen indikerer, at der i Østdanmark netop er et reelt behov for risikoafdækning. Områdeprisen er således temmelig ofte forskellig fra systemprisen, hvilket giver en prisrisiko.

90. I Vestdanmark er situationen bedre, sammenlignet med Østdanmark. *Open interest* ligger på et højere niveau, men markedsaktører giver dog også her udtryk for utilfredshed med funktionen af EPAD markedet. Det viser en høring af markedsaktører, der blev gennemført i forbindelse med det nordeuropæiske regionale initiativ i 2012. SET er enig med Energinet.dk i, at det finansielle marked for de danske budområder ikke er tilstrækkeligt velfungerende, og at der kan være behov for at skabe bedre muligheder for risikoafdækning.

91. I relation til vurderingen af objektivitet og ikke-diskrimination i den anmeldte metode vurderer SET, at Energinet.dk's anmeldte metode opfylder kravet om *objektivitet*, idet en auktion er objektiv måde at fordele transmissionsrettigheder på. Auktionen tildeler således transmissionsrettigheder til auktionsdeltagere med de højeste bud.

92. SET vurderer endvidere, at den anmeldte metode opfylder kravet om ikke-diskrimination. Der er ikke i den anmeldte metode elementer, der kan betegnes som diskriminerende. Alle markedsaktører kan, efter opfyldelse af minimumskrav, deltage i auktioner af PTR. Det bemærkes specielt, at minimumskrav ikke i sig selv er i strid med elforsyningslovens krav om ikke-diskrimination, så længe de ikke går videre end, hvad der er berettiget i forhold til deltagelse i auktionerne over transmissionsrettigheder.

93. I relation til vurderingen af rimeligheden af den anmeldte metode vil SET i det følgende vurdere de økonomiske effekter, effekten på spotmarkedet og effekterne på det finansielle marked.

### **Økonomiske effekter af at indføre PTR på Storebæltsforbindelsen**

94. I relation til en vurdering af rimeligheden af at indføre PTR på Storebæltsforbindelsen vurderer SET, at der er positive samfundsøkonomiske effekter. SET lægger her vægt på de beregninger, som Energinet.dk har foretaget. Beregningerne viser en samlet økonomisk gevinst ved at indføre PTR på Kontek-forbindelsen og Storebæltsforbindelsen på ca. 17 mio. DKK/år, hvoraf ca. 4,25 mio. DKK/år kan henføres til PTR på Storebæltsforbindelsen.

95. Energinet.dk lægger her til grund, at for høje priser på EPAD kontrakter giver et forvridningstab, jf. pkt. 58. Energinet.dk anvender en metode og forudsætninger svarende til dem, der anvendes af Finansministeriet ved lignende beregninger af den samfundsøkonomiske effekt af et forvridningstab. SET finder på den baggrund antagelsen

realistisk og vurderer således, at Energinet.dk's forventning om en samlet samfundsøkonomisk gevinst ved indførelse af PTR på Storebælt er rimelig.

96. I relation til Energinet.dk's mistede flaskehalsindtægter vurderer SET, at Energinet.dk's beregning heraf er konservativ. Forventningerne er baseret på to års data, som delvis inkluderer uforudsete udviklinger på markedet. Over en længere periode forventer SET, at forskellen mellem auktionsindtægten og flaskehalsindtægten bliver mindre, hvilket indebærer at Energinet.dk's tab ved at indføre PTR reduceres. Det skyldes, at markedsaktørernes forventninger til den fremtidige til prisforskel mellem prisområderne i højere grad vil svare til den realiserede prisforskel.

97. SET vurderer endvidere, at Energinet.dk's reduktion af indtægter pga. indførelse af PTR på Storebæltsforbindelsen ikke er særlig betydelig set i lyset af Energinet.dk's samlede flaskehalsindtægter fra alle overførselsforbindelser. Den samlede effekt på Energinet.dk's tariffer forventes derfor også at blive begrænset og bør under alle omstændigheder ses i lyset af de samlede positive samfundsøkonomiske effekter. Hertil kommer, at Energinet.dk's indtægter fra både flaskehalse og auktioner i sidste ende betales af elforbrugerne gennem elprisen.

### **Effekt på spotmarkedet**

98. Energinet.dk forventer, at PTR på Storebæltsforbindelsen fortrinsvis vil blive brugt som et finansielt produkt, uanset at de også kan anvendes fysisk. Dermed vil effekten på spotmarkedet (i forhold til den allokerede kapacitet) være begrænset. Dette underbygges af data fra overførselsforbindelsen mellem Vestdanmark og Tyskland. Data viser, at kapaciteten i 2011 i størstedelen af tilfældene er blevet brugt finansielt, og at kapaciteten i 2012 næsten udelukkende er blevet anvendt finansielt. De nyeste tal fra 2013 og primo 2014 viser, at kapaciteten udelukkende er blevet brugt finansielt.

99. SET vurderer, at nomineret kapacitet, dvs. fysisk brug af kapaciteten, kan have en effekt på prisdannelsen på spotmarkedet. SET forventer dog ikke, at effekten vil være betydelig, da det er forventningen, at PTR fortrinsvis vil blive brugt finansielt.

100. Samlet vurderer SET således, at indførelsen af PTR ikke vil give større ændringer i kapaciteten i transmissionsledningen, som kan allokeres til spotmarkedet (og markedskoblingen), da PTR fortrinsvis forventes at blive brugt finansielt.

### **Effekter på det finansielle marked**

101. PTR forventes at have forskellige konsekvenser for det finansielle marked og de enkelte finansielle produkter, dvs. EPAD kontrakter og forward kontrakter. PTR på Storebæltsforbindelsen vil have en direkte effekt på markedsaktørernes muligheder for risikoafdækning, da der introduceres et nyt produkt. PTR vil desuden have en indirekte effekt på de eksisterende finansielle markeder, og de produkter der findes på markederne.

102. Konkurrencen for udbud af EPAD kontrakter er lav i både Øst- og Vestdanmark. SET deler Energinet.dk's forventning om, at indførelsen af PTR på Storebæltsforbindelsen – alt andet lige – vil kunne øge konkurrencen og dermed have en positiv effekt på markedet. PTR på Storebæltsforbindelsen vil give danske aktører bedre mulighed for risikoafdækning mod det tyske marked, da der vil være adgang til at anvende begge de dansk-tyske forbindelser i begge de danske prisområder.

103. Indførelse af PTR kan have en effekt på likviditeten af det nordiske marked for systemforward kontrakter. Det er imidlertid SET's vurdering, at indførelsen af PTR med stor sandsynlighed ikke vil have en betydelig effekt, henset til størrelsen af det samlede nordiske marked for systempris forward kontrakter.

104. SET finder det dog vigtigt, at de forskellige effekter af PTR på det finansielle marked i Norden bliver analyseret grundigt af Energinet.dk efter en vis periode.

### **Samlet vurdering**

105. Det er SET's vurdering, at det finansielle marked, dvs. markedet for EPAD'er, ikke fungerer tilfredsstillende. SET anser PTR på Storebælt som et relevant tiltag til at forbedre det finansielle marked i DK1 og DK2 og til at give markedsaktører bedre muligheder for risikoafdækning.

106. SET vurderer, at den anmeldte metode opfylder lovens krav om objektivitet og ikke-diskrimination. Der lægges her vægt på, at PTR kapaciteten fordeles ved auktion, og at alle interesserede aktører kan deltage i disse.

107. SET vurderer endvidere, at metoden opfylder lovens krav om rimelighed, idet der lægges vægt på behovet for en forbedring af det finansielle marked, estimerede positive effekter på samfundsøkonomien og vurderingen af, at det nordiske finansielle marked ikke vil være udsat for betydelige effekter.

108. Samlet vurderes det, at den anmeldte metode opfylder elforsyningslovens krav om rimelighed, objektivitet og ikke-diskrimination.

### **Indstilling**

109. På baggrund af vedlagte sagsfremstilling og vurdering indstilles, at meddele Energinet.dk:

- At Energitilsynet jf. elforsyningslovens § 73 a, godkender Energinet.dk's pilotprojekt med indførelse af fysiske transmissionsrettigheder på Storebælt på månedlig og/eller årlig basis.
- Godkendelsen er midlertidig og gældende, indtil Energitilsynet har truffet afgørelse om fortsættelse, ændring eller ophævelse af fysiske transmissionsrettigheder på Storebæltsforbindelsen. Energinet.dk forelægger en evaluering og analyse af effekterne af fysiske transmissionsrettigheder på Storebæltsforbindelsen m.m. efter en prøveperiode på 1 år.