



Markedsrapport for 2018

Engrosmarkedet for el

RAPPORT

DEN 4. JULI 2019

FORSYNINGSTILSYNET
Carl Jacobsens Vej 35
2500 Valby

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

Indhold

RESUMÉ	3
VIGTIGE BEGIVENHEDER	6
PRODUKTION OG FORBRUG	7
IMPORT OG EKSPORT	8
TRANSMISSION	9
VESTDANMARK-TYSKLAND FORBINDELSEN	10
ØRESUNDSFORBINDELSEN	13
HANDEL OG PRISER	14
MARKEDSSAMMENSÆTNING	14
PRISUDVIKLING	16

RESUMÉ

Elproduktionen i Danmark var i 2018 på 28,9 TWh, hvilket er et fald på 1,5 pct. i forhold til 2017. Produktionen i Danmark har været forholdsvis konstant i forhold til de sidste par år. De fire største produktionskilder i 2018 var vind på 47 pct., kul på 22 pct., biomasse på 13 pct. og gas på 10 pct. Produktionssammensætningen i Danmark er under stor forandring, og produktionsandele baseret på vind, sol og biomasse vinder frem på bekostning af kul og gas.

Det danske elforbrug var på 34,2 TWh i 2018, hvilket er på samme niveau som i 2017. Elforbruget har de seneste år været på et stabilt niveau. De største forbrugskategorier er boliger på 25 pct., service, handel mv. samt andre forbruger på 18 pct., fremstillingsvirksomhed (industri) på 17 pct. og offentlige foretagender på 12 pct.

Danmark var i 2018 nettoimportør af el med en import på 5,2 TWh og har i alle år siden 2011 været nettoimportør. Sammenlignet med 2017 er det dog en procentvisstigning på omtrent 15 pct. Danmark både importerede og eksporterede mest fra og til Tyskland på henholdsvis 5,8 TWh og 4,5 TWh.

De danske transmissionsforbindelser havde i 2018 en tilgængelig handelskapacitet i eksportretningen på mellem 71-97 pct., mens importretningen var mellem 73-97 pct. på nær forbindelserne DK1-DE og DK2-SE4, hvor den tilgængelige handelskapacitet i eksportretning var mellem 58-59 pct., mens importretningen var mellem 83-94 pct. af den nominelle transmissionskapacitet

DK1-DE forbindelsens tilgængelige handelskapacitet er steget fra 11 pct. af den nominelle transmissionskapacitet i 2016 til 58 pct. i 2018. Udviklingen skal ses i lyset af fælles aftalen ("Joint Declaration") mellem Klima-, Energi- og Forsyningsministeriet (KEFM) og Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) og henholdsvis dansk og tysk regulator af 14. juni 2017, om at handelskapaciteten fra Vestdanmark til Tyskland frem mod udgangen af 2020 skal stige væsentligt. Europa Kommissionens konkurrencemyndighed DG COMP accepterede den 7. december 2018 TenneTs (den tyske transmissionsoperatør i Nordtyskland) tilsagn om at forøge handelskapaciteten mellem DK1-DE. Tilsagnet indebærer bl.a. at minimumskapaciteten på grænsen øges til 1.300 MW med en hurtig indfasning. Minimumskapaciteten var på 700 MW i slutningen 2018, jf. Joint Declaration.

I 2018 reducerede Svenska Kraftnät importkapaciteten mod Sverige på Øresundsforbindelsen i 3.260 timer pga. flaskehalse ved Sveriges vestkystsnit. Af de 3.260 timer har der i 14 pct. af timerne været eksport flow og højere priser i Sverige og dermed mulighed for eksport fra Danmark til Sverige via forbindelsen. NordREG (Nordic Energy Regulators) har i samarbejde med de Nordiske TSOer afholdt interessentmøder. På det seneste interessentmøde den 12. juni blev udfordringerne i det svenske net bl.a. drøftet. I den forbindelse offentliggjorde Svenska Kraftnät, at de ville tage tiltag for at mindske Vestkystsnittets påvirkning af forbindelserne til/fra Sverige. NordREG vil følge op på workshopen i første halvdel af 2020.

Spotpriserne i Danmark påvirkes i høj grad af det prissættende værk i Nordeuropa, dvs. det marginale værk. Dermed påvirkes prisen i Danmark af prisen på brændsel og CO2 priser, ligesom også fyldningsgraden af de nordiske vandkraftværkers vandreservoirer er helt afgørende for prisen i Danmark. Kulmarginalen, som indikerer den marginale omkostning af at producere

elektricitet med kul som brændsel, har i fem ud af tolv måneder i 2018 været under priserne for DK1 og DK2. Det indikerer, at kulkraftværkerne i fem måneder i 2018 har fået accepteret deres bud (og produceret) og dermed påvirket spotprisen.

Fyldningsgraden af de nordiske vandreservoarer har i 2018 ligget 4,4 procentpoint under den gennemsnitlige fyldningsgrad i forhold til de forrige fem år. Når vandreservoarerne ikke er fyldte prissættes de efter det marginale værk i spotmarkedet, som ofte er et kulkraftværk.

Den gennemsnitlige timepris i spotmarkedet for DK1 og DK2 var i 2018 henholdsvis 44,1 og 46,2 EUR/MWh, mens den nordiske systempris – som er den fiktive spotpris, der ville have forekommet, såfremt der ikke er flaskehalse i Norden – var 44,0 EUR/MWh. Den nordiske systempris var i 2018 den højeste siden 2011. Normalt ligger de danske spotpriser mellem den nordiske systempris og den tyske spotpris, som var 44,9 EUR/MWh i 2019. Danmark er placeret mellem Nordens vandkraftbaserede elektricitetsproduktion og Centraleuropas termiske og VE-baserede elektricitetsproduktion og fungerer derfor som et transitland mellem to forskellige produktionsteknologier, som skiftevis er billigst

Der har samlet set i 2018 været 24 timer med prisspidser iht. ACERs definition af en prisspids, dvs. tre gange omkostningen for et kraftværk, der bruger gas som brændsel. Den laveste timepris i 2018 var -15,0 EUR/MWh, mens den maksimale pris var 255,0 EUR/MWh. Der har samlet set været 91 timer med negative priser. Negative priser kan forekomme, når der er for meget elektricitet i systemet i forhold til efterspørgslen.

Den årlige gennemsnitlige pris for intraday-markedet i 2018 for DK1 var 40,4 EUR/MWh, mens det for DK2 var 41,9 EUR/MWh. Intraday priserne fulgte i 2018 udviklingen i spotmarkedspriserne. Markedsaktørerne bruger intraday-markedet til at balancere deres forbrugs- og produktionsporteføljer, fx ved nedbrud af kraftvarmeværker eller ved mindre vind end ventet.

Den danske TSO indkøber reservekapacitet og reserveenergi for at balance elsystemet før driftstimen. I 2018 var der høje priser i mange af reservekapacitetsmarkederne. Priserne på de gennemsnitlige årlige priser på leveringsevnekontrakterne for de automatiske frekvensgenoprettelsesreserver (automatic Frequency Restoration Reserves – aFRR) i DK1 var også usædvanlig høje i 2018 på omtrent 2.522 EUR/MW for en hel måned, hvilket er en stigning på 1.517 pct. i forhold til 2017, hvor prisen var 156 EUR/MW for en hel måned. Priserne på de manuelle frekvensgenoprettelsesreserver (manual Frequency Restoration Reserves – mFRR) i DK2 var meget høje, dvs. 1.400 EUR/MWh, den 4. oktober 2018. I samme periode var Kyndbyværket ude til eftersyn, hvorfor der var behov for at afholde et ekstra udbud. Forsyningstilsynet offentliggjorde på den baggrund en skærpet overvågning af mFRR i DK2.

Forsyningstilsynet offentliggjorde den 19. december 2018 en rapport om "Energinet's indkøb af reserver i elsystemet". I 2017 var Energinet's udgifter til indkøb af reserver 500 mio. kr. Rapporten har analyseret konkurrencen og beskrevet roller og ansvar i udviklingen af elmarkedet for reserver. Rapporten fandt at udbudssiden i reservemarkederne er præget af en høj koncentration med få deltagende aktører. Forsyningstilsynet anbefalede i rapporten bl.a., at Energinet i) identificerer og arbejder for at fjerne barrierer og udfordringer for at gøre brug af nye teknologier ii) med inddragelse af aktørerne offentliggør en rapport over potentialer fra nye teknologier og iii) sender en udviklingsplan for mFRR markedet i DK2 med fokus på, hvordan mFRR indkøbes og prissættes frem til at et forventeligt nordisk mFRR marked implementeres, jf. boks 1.

BOKS 1 | FOKUSOMRÅDER FOR 2019

Forsyningstilsynets fokusområder for den **fremadrettede markedsovervågning** knytter sig til transmissionsforbindelser, markedet for reserver og opfølgning på Forsyningstilsynets rapport om "Energis indkøb af reserver i elsystemet".

Markedsovervågningen vil i 2019 fortsat have fokus på at følge overholdelsen af **aftalen om minimumskapacitet** ("Joint Declaration") til rådighed for markedet på Vestdanmark-Tyskland forbindelsen.

Markedsovervågningen vil følge udviklingen i den **tilgængelige handelskapacitet til og fra Sverige** mellem Øst- og Vestdanmark.

Markedsovervågningen vil følge op på **anbefalingerne i Forsyningstilsynets rapport**, som bl.a. indebærer en undersøgelse af potentialet af ændringer i markedsdesignet og af barrierer for udnyttelse af ny teknologi for udvalgte reservemarkeder. Forsyningstilsynet vil bl.a. følge op på om Energis udviklingsplan for mFRR i DK2, bidrager til at tage hånd om de nuværende udfordringer indtil det nordiske mFRR marked implementeres.

Markedsovervågningen vil i 2019 følge **FCR og aFRR priserne i DK1 og FCR-D og FCR-N priserne i DK2**, jf. at der var høje og træge reservepriser efter sommeren 2018.

Markedsovervågningen vil følge markedet for automatisk reservekapacitet (aFRR) i DK1. Efter **Skagerrak 4 reserverationens udløb** den 31. december 2019 vil aFRR blive købt i Vestdanmark.

VIGTIGE BEGIVENHEDER

TABEL 1 | VIGTIGE BEGIVENHEDER I 2018

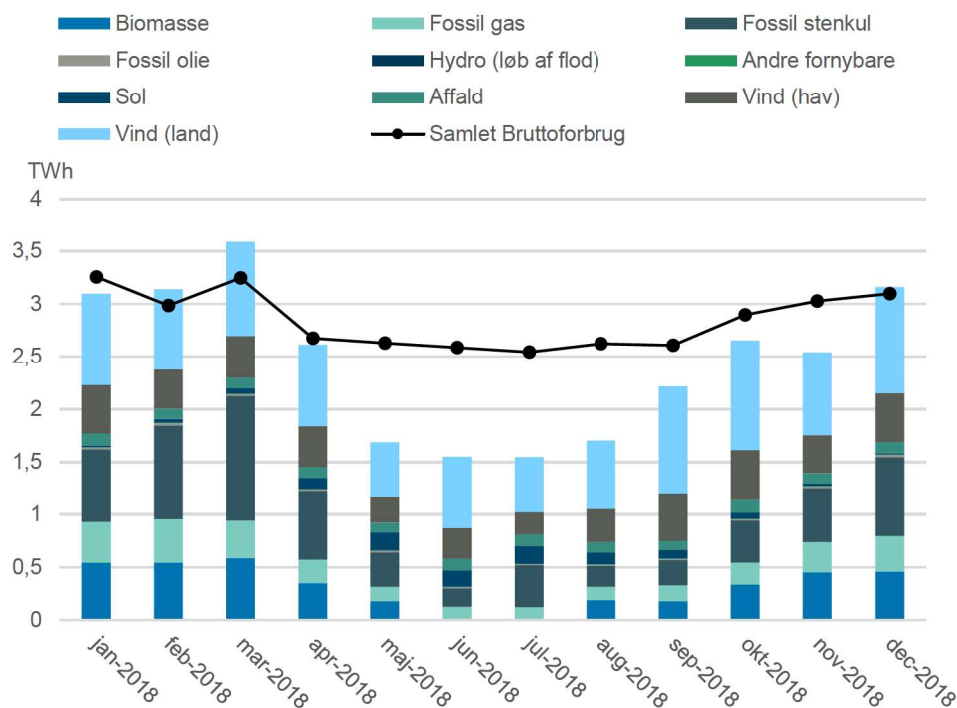
9. marts 2018	De nordiske TSOer bliver enige om en samarbejdsaftale om udvikling af et nyt nordisk balancekoncept (Nordic Balance Model – NBM), læs mere her .
15. marts 2018	Forsyningstilsynet overdrager to sager til Statsadvokaten for Særlig Økonomisk og International Kriminalitet (SØIK) pga. mistanke om markedsmanipulation begået af to markedsaktører på intraday-markedet og dermed overtrædelse af REMIT-forordningen. Overdragelserne resulterer i bøder til de to markedsaktører, Læs mere her .
21. marts 2018 og 29. november 2018	Forsyningstilsynet godkender skift fra fysiske til finansielle transmissionsrettigheder for kapacitetsberegningsregion Hansa, læs mere her og også for Norden, læs mere her .
8. maj 2018	Politisk aftale om, at der skal laves en ny økonomisk regulering af Energinet , som lægger loft over opkrævningsen hos forbrugere og stiller effektiviseringskrav, læs mere her .
15. maj 2018	Kommissionen reducerer for første gang volumen af CO2-kvote tilladelser for auktioner i 2019. 265 millioner tilladelser ud af 1.654 millioner tilladelser svarende til en reduktion på 16 pct. overføres til Market Stability Reserve (MSR), læs mere her .
12. juni 2018	Det paneuropæiske intraday markedskoblingsprojekt XBID går i luften . TSOerne stiller intraday kapaciteten på forbindelserne til rådighed, mens elbørsernes ordrebøger i Europa samles i en fælles ordrebog, læs mere her .
15. juni 2018	Fælles udtalelse om monitoreringsrapport for DK1-DE forbindelsen , læs mere her .
29. juni 2018	Regeringen indgår sammen med alle Folketingets partier en ny energiaftale med mål for bl.a. vedvarende energi om 2.400 MW nye vindmølle parker inden 2030 samt udvikling af markedsmodel 3.0, læs mere her .
16. juli 2018	Energiklagenævnet stadfæster Energitilsynets afgørelse om ophævelse af reservationen ud fra en samfundsøkonomisk vurdering og hensynet til konkurrencen, men udsætter ophævelsen af reservationen til den 1. januar 2020. Læs mere her .
17. juli 2018 og 16. december 2018	Forsyningstilsynet godkender metode til kapacitetsberegning i Norden , læs mere her , og også for Hansa , læs mere her .
13. September 2018	Nasdaq meddeler Einar Aas' portefølje var blevet misligholdt og at Nasdaq derfor havde lukket denne, læs mere her og her .
22. oktober 2018	Forsyningstilsynet skærper overvågning af markedet for manuelle reserver (mFRR) i DK2 på baggrund af at have observeret meget høje priser d. 4. oktober 2018, læs mere her .
7. december 2018	Kommissionen godkender TenneTs tilsagn om at øge elhandelskapaciteten mellem Danmark og Tyskland , læs mere her .
19. december 2018	Forsyningstilsynet udgiver rapporten "Energinets indkøb af reserver i elsystemet" med syv anbefalinger, læs mere her .
26. april 2019	De nordiske TSOer anbefaler en udskydelse af implementering af 15 minutters ubalanceafregning , læs mere her .
14. maj 2019	Energinet køber 25 pct. af aktierne i Esett Oy og forventer deltagelse i den nordiske ubalance afregning i 4. kvartal 2020 , læs mere her .
14. juni 2019	Endelig vedtagelse af Clean Energy Package (CEP) . Rådet vedtog den 22. maj 2019 de sidste fire retsakter, der udgør CEP, læs mere her . Direktivet og forordningen er offentliggjort i EU tidende d. 14. juni 2019 læs mere henholdsvis her og her .

Kilde: Forsyningstilsynet baseret på egne afgørelser, Klima-, Energi- og Forsyningsministeriet, Energinet, Energistyrelsen, Europa-Kommissionen, Ministerrådets hjemmeside, Globenewswire, Nasdaq.

PRODUKTION OG FORBRUG

Elproduktionen i Danmark var i 2018 på 28,9 TWh, hvilket er et fald på 1,5 pct. i forhold til 2017. De fire største produktionskilder i 2018 var vind (hav og land) på 47 pct., kul på 22 pct., biomasse på 13 pct. og gas på 10 pct., jf. figur 1.

FIGUR 1 | PRODUKTION OG FORBRUG



Kilde: Entso-E Transparency Platform.

Note: *Solcellers produktion er baseret på estimerede tal og er dermed ikke faktiske produktionstal.

Den danske produktionssammensætning er under en større transformation. I 2000 var produktionsandelen fra vind 12 pct., mens den i 2018 var på 47 pct. Kraftvarmeværkerne ombygges fra at benytte kul og gas som brændsel til i større grad at benytte biomasse. I 2016 (og i samme størrelsesorden for 2015) var produktionsandelene på biomasse 2 pct., mens kul og gas henholdsvis er 33 pct. og 15 pct. Transformationen udfaser hovedsageligt kul og gas som produktionskilder.

Produktionen er generelt højere om vinteren, hvor kraftvarmeværkerne kører, end om sommeren, jf. figur 1. Den samlede produktion henover sommeren 2018 fra maj til og med september var på 6,2 TWh, hvilket er 5 pct. lavere end i 2017 og den laveste sommerproduktion siden år 2000¹. Det relativt varmere forår og efterår har medført, at kraftvarmeværkerne har sænket produktionen af fjernvarme i længere tid end den normale sommerperiode og dermed også produktionen af elektricitet.

¹ Sommermånedernes samlede produktion længere tilbage end år 2000 er ikke undersøgt.

Marts havde i 2018 den største månedlige produktion på 3,6 TWh, mens juli havde den mindste på 1,5 TWh. Produktionen i Danmark varierer relativt mere henover året, end den gør i de øvrige nordiske lande. Årsagen er, at Danmark producerer varme på kraftvarmeværkerne, mens resten af de nordiske lande i større grad end i Danmark producerer varme med elektricitet. Efterspørgslen efter produktet varme falder markant ved omtrent de 17 grader², hvor forbrugerne ofte slukker for varmen, hvorfor produktion af fjernvarme fra kraftvarmeværkerne i Danmark falder og dermed også biproduktet elektricitet.

Efterspørgslen af fjernvarme er styrende for tidspunktet for kraftvarmeværkernes beslutning om at sommerlukke og at genstarte i efteråret³. Det skyldes, at fjernvarme er den primære indtægtskilde for kraftvarmeværkerne, mens elektricitet, som er et biprodukt af at producere fjernvarme, udgør en væsentlig mindre del. Sommerens lavere produktion af elektricitet kan derfor dels tilskrives den lange varme sommer og dermed den mindre produktion af biproduktet elektricitet fra kraftvarmeværkerne.

Det er særlig produktion baseret på kul, gas og biomasse som varierer i forhold til temperaturen. Produktion baseret på vind er størst om vinteren og mindst om sommeren, mens det forholder sig modsat for produktion baseret på sol.

Det danske elforbrug var i 2018 på 34,2 TWh, hvilket er på niveau med forbruget de seneste 8 år. De største forbrugskategorier i 2018 er boliger på 25 pct., serviceerhverv og handel på 18 pct., industri på 17 pct. og offentlige foretagender på 12 pct.

Elforbruget er normalt markant højere om vinteren end om sommeren på grund af merforbruget til lys og opvarmning. Det er særlig opvarmning, som øger elforbruget både i private hjem til fx cirkulationspumper og i kraftvarmeværker til fx store industrielle varmepumper. Særlig februar og marts var koldere end normalt, mens maj, juni, juli, november og december var varmere end normalt.

Det største månedlige forbrug i 2018 var i januar (3,3 TWh), mens det laveste var i juni (2,5 TWh). Forbruget i Danmark varierer relativt lidt henover året i forhold til forbruget i de øvrige nordiske lande. Årsagen er, at Danmark ikke i samme grad som resten af de nordiske lande anvender elektricitet til at producere varme.

IMPORT OG EKSPORT

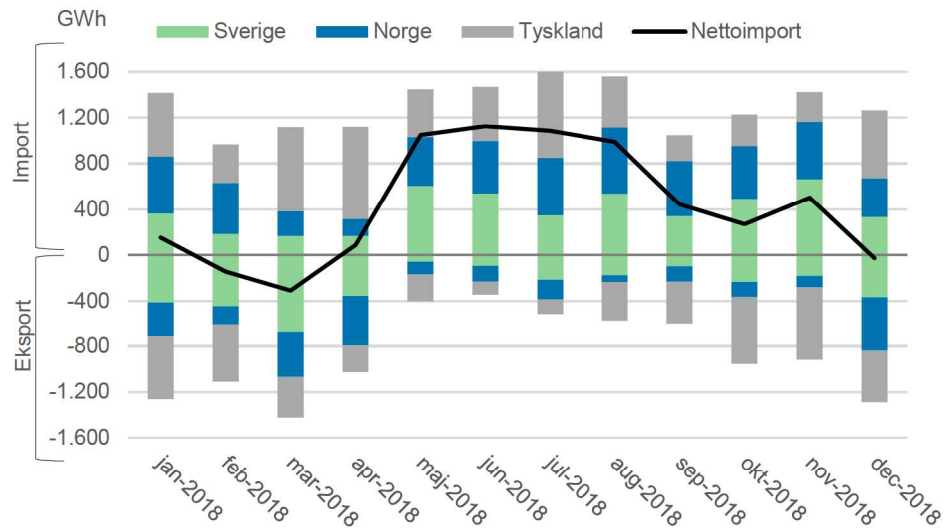
Den danske nettoimport var i 2018 på 5,2 TWh, hvilket er en stigning på ca. 15 pct. Danmark har siden 2011 været nettoimportør. Den større nettoimport i 2018 kan til dels tilskrives et varmere forår og efterår.

² En tommelfingerregel er, at rumvarmebehovet ved forbrugeren stopper, når udetemperaturen er omkring de 17 grader.

³ De store centrale kraftvarmeværker lukker helt ned for sommeren og genstarter ikke før det kontinuert bliver varmt nok (da de centrale kraftvarmeværker har forholdsvis store start- og stopomkostninger), mens de decentrale er mere dynamiske og 'blot' sænker produktionen af fjernvarme. Det skyldes, at der hele året er en fast efterspørgsel efter produktet 'varmt brugsvand'.

Danmark både importerede og eksporterede mest fra og til Tyskland på henholdsvis 5,8 TWh og 4,5 TWh, jf. figur 2.

FIGUR 2 | IMPORT OG EKSPORT



Kilde: Energistyrelsen og Energinet

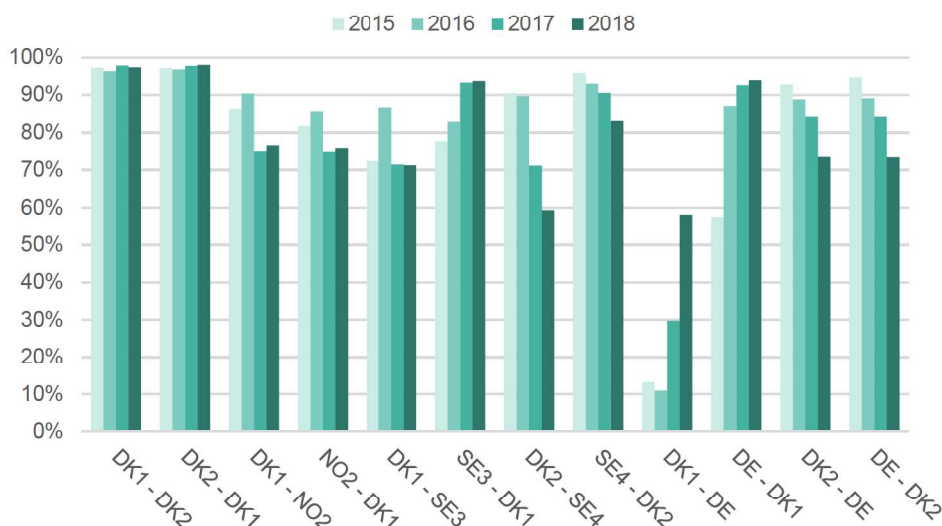
Note: Figuren viser gennemsnitlig månedlig eksport og import fra hhv. Sverige, Norge og Tyskland samt nettoimporten.

I 2018 udgjorde importen fra Sverige og Norge ca. 63 pct. af den samlede import, hvilket er 11 procentpoint lavere end i 2017. Det forholdsvise tørre andet halvår af 2018 har sænket fyldningsgraden af Sverige og Norges vandreservoarer, hvorfor de udgør en mindre del af den samlede import, mens Tyskland udgør en større del. Importen er derfor i større grad kommet fra Tyskland, som fra 2017 til 2018 er steget med 45 pct. fra 4,0 TWh til 5,8 TWh.

TRANSMISSION

Alle Danmarks indlands- og udlandsforbindelser har siden 2015 haft en gennemsnitlig årlig tilgængelig handelskapacitet på over 71 pct. af den nominelle transmissionskapacitet på nær for Vestdanmark-Tyskland og Øresundsforbindelsen, jf. figur 3.

FIGUR 3 | TILGÆNGELIG HANDELSKAPACITET SOM PROCENT AF DEN NOMINELLE TRANSMISSIONSSKAPACITET



Kilde: Energinet

Note: Årlig gennemsnitlig tilgængelig handelskapacitet som procent af den nominelle handelskapacitet på de angivne forbindelser i 2015 - 2018.

Den tilgængelige handelskapacitet for den indenlandske Storebæltsforbindelse mellem DK1 og DK2 er i 2018 over 97 pct. af den nominelle transmissionskapacitet i begge retninger. Den tilgængelige handelskapacitet i 2018 for udlandsforbindelsen Skagerrak (DK1-NO2) er i eksportretning 77 pct., mens importretningen er 76 pct. af den nominelle transmissionskapacitet. For Kontiskan (DK1-SE3) er den tilgængelige handelskapacitet i eksportretning 71 pct., mens importretningen er 94 pct. For Kontek (DK2-DE) er den tilgængelige handelskapacitet i eksportretningen 74 pct., mens importretningen er 73 pct. Ovennævnte udlandsforbindelser ligger derfor på en tilgængelig handelskapacitet i eksportretning i mellem 71-77 pct., mens importretningen er mellem 73-93 pct. af den nominelle transmissionskapacitet, jf. figur 3.

VESTDANMARK-TYSKLAND FORBINDELSEN

I 2018 var den tilgængelige handelskapacitet i eksportretning på Vestdanmark-Tyskland forbindelsen steget til 58 pct. af den nominelle transmissionskapacitet, hvilket sammenlignet med 2017 er en stigning på 28 procentpoint. I importretningen er den tilgængelige handelskapacitet steget til 94 pct., hvilket sammenlignet med 2017 er en stigning på 1 procentpoint, jf. figur 3.

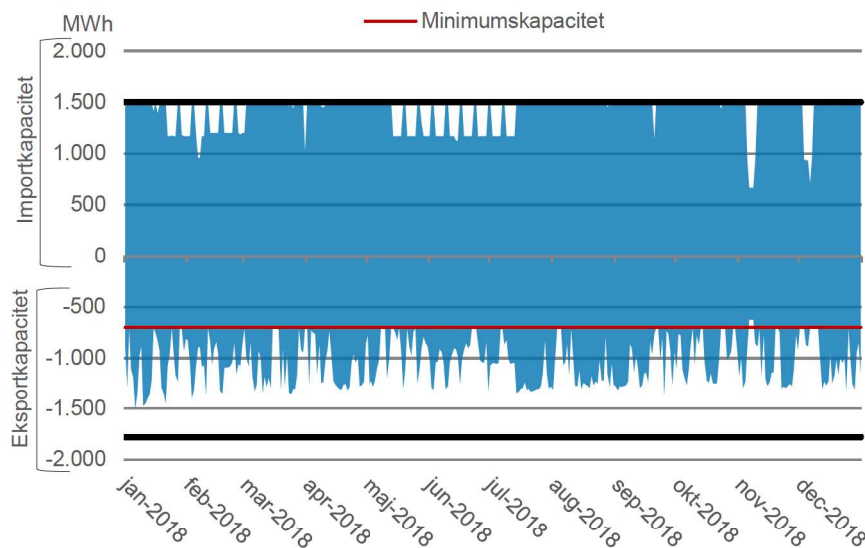
Klima-, Energi- og Forsyningsministeriet (KEFM) og Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) og henholdsvis dansk og tysk regulator⁴ indgik den 14. juni 2017 en fælles aftale ("Joint Declaration") om, at handelskapaciteten i begge retninger mellem Vestdanmark og Tyskland over en årrække frem mod udgangen af 2020 skal stige væsentligt. Efter fælles aftalen er den gennemsnitlige tilgængelige handelskapacitet i eksportretning på DK1-DE grænsen steget fra 11 pct. i 2016 til 58 pct. af den nominelle transmissionskapacitet i 2018, mens importretningen er steget fra 87 pct. til 94 pct., jf. figur 3.

Forsyningstilsynet overvåger løbende implementeringen af aftalen, herunder om minimumskapaciteten overholdes. I 2018 offentliggjorde Forsyningstilsynet en udtalelse for pilotperioden i 2017, hvor Forsyningstilsynet havde fokus på en række sammenhænge mellem markedet for regulerkraft og specialregulering. Forsyningstilsynet er sammen med tysk regulator i gang med at udarbejde en joint opinion om den rapport, som TenneT og Energinet har lavet for 2018. Forsyningstilsynet kan konstatere, at den minimale tilgængelige handelskapacitet pr. time for 2018 på 700 MW er blevet overholdt for hele 2018⁵, jf. figur 4. Minimumskapaciteten vil derefter stige til 900 MW i de første tre måneder af 2019, 1.000 MW fra 1. april 2019 og 1.100 MW fra 2020. Aftalen løber frem til udgangen af 2020.

⁴ Energi-, Forsynings- og Klimaministeriets pressemeddelelse: <https://en.efkm.dk/news/news-archive/2017/jun/denmark-and-germany-agree-on-increasing-electricity-trade-between-their-countries/>

⁵ Der har været tilfælde under minimumskapaciteten i 2018, men der er i overensstemmelse med aftalen tale om en undtagelse, når det angår vedligehold af forbindelsen.

FIGUR 4 | TILGÆNGELIG HANDELSKAPACITET PÅ FORBINDELSEN DK1-DE



Kilde: Energinet

Note: Gennemsnitlig daglig udvikling i ikke tilgængelig handelskapacitet mellem DK1 og DE. Udviklingen i prisforskellen er negativ hvis prisen i DE er højere end prisen i DK1 og omvendt ved positiv prisforskel. De sorte vandrette streger angiver den respektive maksimale og minimale nominelle kapacitet.

Kommissionen åbnede den 19. marts 2018 en formel undersøgelse af, hvorvidt TenneT overholdt EU's konkurrenceregler ved systematisk at begrænse den sydgående kapacitet på forbindelsen mellem Vestdanmark og Tyskland.

For at adressere Kommissionens bekymringer, om hvorvidt TenneT diskriminerede ikke-tyske elproducenter, tilbød TenneT at påtage sig følgende forpligtelser:

- TenneT vil under hensyntagen til sikker drift gøre den maksimale handelskapacitet tilgængelig og vil under alle omstændigheder sikre en minimumskapacitet på 1.300 MW pr. time. Minimumskapaciteten vil blive nået efter en implementeringsfase på seks måneder.
- Efter den planlagte udvidelse af forbindelsen mellem Vestdanmark og Tyskland i 2020 (Østkyst projektet) og 2022 (Vestkyst projektet) vil TenneT gradvist øge den garanterede minimumskapacitet til 2.625 MW pr. time pr. den 1. januar 2026.
- TenneT kan reducere den garanterede minimumskapacitet i meget få og exceptionelle tilfælde, hvor der ikke er anden mulighed for at sikre sikkerheden i højspændingsnetværket.

Kommissionen har ved afgørelse af 7. december 2018 gjort disse forpligtelser bindende for den tyske TSO TenneT for 9 år. De bindende forpligtelser er udelukkende rettet mod TenneT og påvirker ikke den ovennævnte fælles aftale ("Joint Declaration") mellem KEFM og BMWi samt henholdsvis dansk og tysk regulator.

ØRESUNDSFORBINDELSEN

NordREG (Nordic Energy Regulators) har i samarbejde med de Nordiske TSO'er afholdt et interessentmøde d. 25 oktober 2018 med et opfølgende møde den 12. juni 2019⁶. Formålet med møderne er at skabe fælles nordisk overvågning og øget transparens af de tværgående transmissionskapaciteter mellem de nordiske budområder. På mødet den 12. juni blev udfordringerne i det svenske net bl.a. drøftet. I den forbindelse offentliggjorde Svenska Kraftnät, at de ville tage tiltag for at mindske Vestkystsnittets påvirkning af forbindelserne til/fra Sverige. NordREG vil følge op på workshoppen i den første halvdel af 2020.

I 2018 er den tilgængelige eksporthandelskapacitet på Øresundsforbindelsen faldet til 59 pct. af den nominelle transmissionskapacitet, hvilket sammenlignet med 2017 er et fald på 12 procentpoint. I importretningen er den tilgængelige handelskapacitet faldet til 83 pct. af den nominelle transmissionskapacitet, hvilket sammenlignet med 2017 er et fald på 7 procentpoint, jf. figur 3.

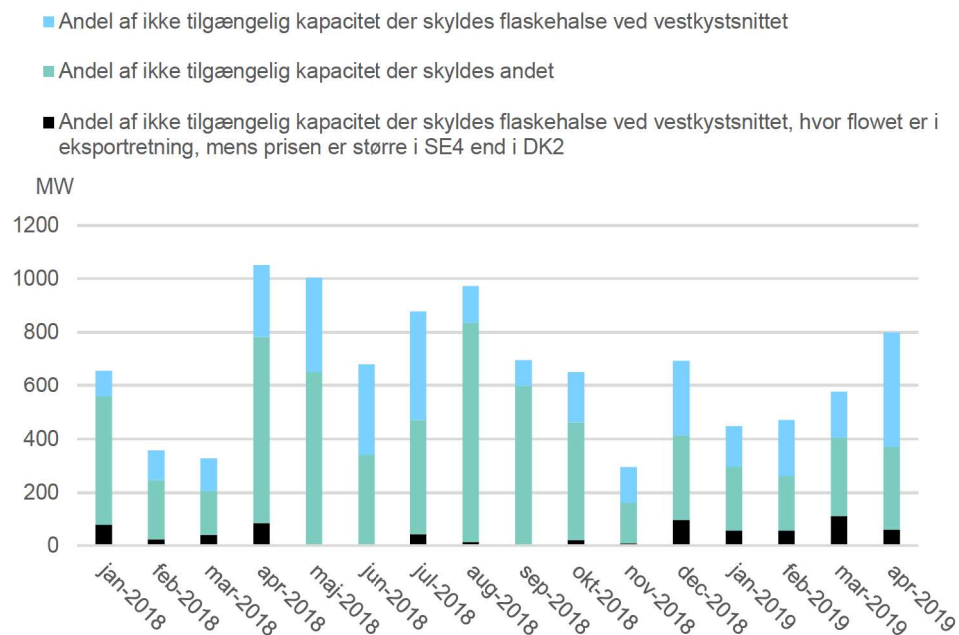
Svenska Kraftnät offentliggjorde den 13. december 2016⁷, at importkapaciteten til Sverige på bestemte udlandsforbindelser fra den 15. december 2016 vil kunne blive reduceret for at håndtere eventuelle forventede flaskehalse ved Sveriges vestkystsnit. For 2018 har Svenska Kraftnät reduceret Øresundsforbindelsen i 3.260 timer for at håndtere flaskehalse ved vestkystsnittet. Af de 3.260 timer, hvor reduktionsårsagen har været flaskehalse ved vestkystsnittet, har 14 pct. af timerne været timer, hvor det fysiske flow har været i eksportretningen, og hvor prisen i SE4 samtidig har været større end i DK2, jf. det sorte areal i figur 5. I ovenstående er der ikke udelukkende set på timerne, hvor prisdiffERENCE er høj mellem DK2-SE4.

⁶ 25 oktober møde: <https://www.nordicenergyregulators.org/2018/09/nordreg-meeting-on-cross-border-capacities/>

12. juni møde: <https://www.nordicenergyregulators.org/2019/04/nordreg-follow-up-meeting-on-cross-border-capacities-june-12th-2019-in-copenhagen/>

⁷ <http://www.nordpoolspot.com/message-center-container/newsroom/tso-news/2016/q4/no.-332016---updated-routine-for-congestion-management-for-the-west-coast-corridor-in-sweden/>

FIGUR 5 | IKKE TILGÆNGELIG EKSPORT HANDELSKAPACITET PÅ FORBINDELSEN DK2-SE4



Kilde: Energinet

Note: Gennemsnitlig månedlig udvikling i ikke tilgængelig eksport handelskapacitet mellem DK2 og SE4. Figuren fremhæver med grønt, hvor stor en mængde skyldes reduktionskoden '1624', som betyder stabilitets årsager i Vestkystsnittet i Sverige. Figuren fremhæver med sort, hvor stor en mængde er reduceret pga. 1624, når det fysiske flow er i eksportretning (dvs. når prisen er større i SE4 end i DK2). Der er kun tilknyttet én kode pr. time, selvom der måtte være flere årsager.

HANDEL OG PRISER

MARKEDSSAMMENSÆTNING

FINANSIELLE PRODUKTER

Handel med finansielle produkter anvendes alt afhængig af risikoprofilen til at prissikre forbrug og produktion i forhold til elmarkedets prisudsving og eventuelt også til spekulative handler.

De danske aktører i DK1 og DK2 kan, såfremt det pågældende prisområde korrelerer i overbevisende grad med enten den tyske pris eller systemprisen (sidstnævnte er den fiktive spotpris, der ville have forekommet, såfremt der ikke er flaskehalse i Norden), i større grad anvende future og forwards for enten systemprisen eller den tyske pris som proxy for prissikring.

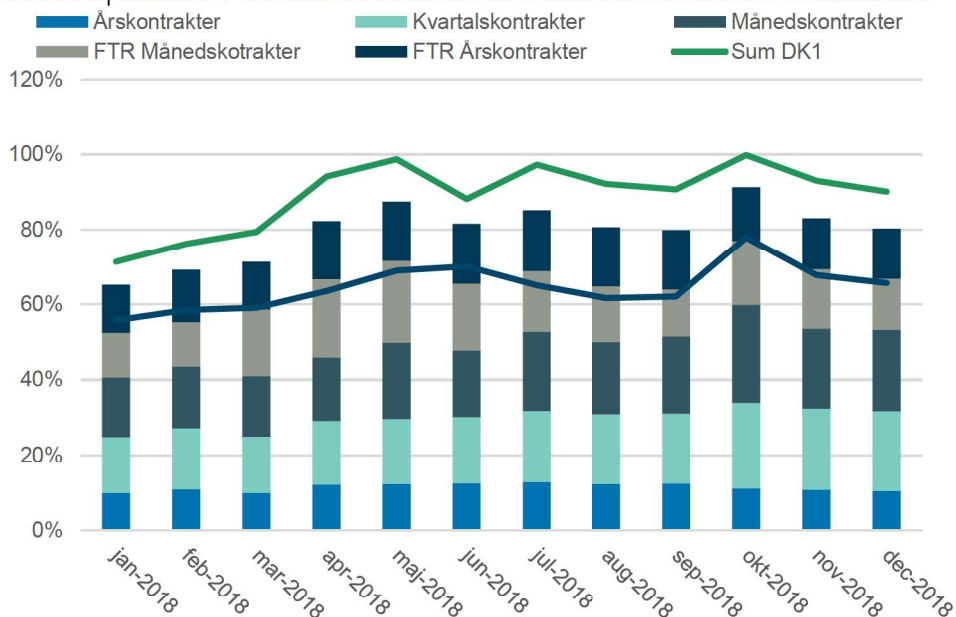
Korrelerer prisområdets pris ikke i overbevisende grad med enten den tyske pris eller systemprisen, kan aktørerne i tillæg til future og forwardskontrakterne tegne en lokal Electricity Price Area Differential (EPAD) kontrakt for det pågældende prisområde eller

en finansiel transmissionsrettighedskontrakt (FTR) i importretning fra Tyskland til det pågældende prisområde for at prissikre sig fuldstændig – forbindelsen, kaldet Cobra, mellem DK1 og Nederland åbner også for transmissionsrettigheder. Aktøren kan her vælge at prissikre sig fuldstændig enten over for den tyske pris eller systemprisen og forskelle mellem prisen i prisområdet og den tyske pris eller systemprisen.

Prisen i prisområdet DK1 korrelerede i 2018 med den tyske pris med 0,85, mens korrelationen med systemprisen var 0,77. For DK2 korrelerede prisen med den tyske pris med 0,76 og med systemprisen med 0,78. Priserne i Danmark korrelerer derfor ikke nødvendigvis i overbevisende grad med hverken den tyske pris eller systemprisen.

Den månedlige volumen af finansielle handler (kun for EPAD og FTR i importretning) i forhold til volumen af bruttoforbruget er mellem 65 pct. og 91 pct. i Danmark. DK1 handler generelt større finansielle volumener i forhold til forbruget end DK2. I gennemsnit handler aktørerne i DK1 mellem 71 pct. og 100 pct. i forhold til bruttoforbruget, mens aktørerne i DK2 handler mellem 56 pct. og 78 pct. i forhold til bruttoforbruget, jf. figur 6.

FIGUR 6 | HANDELT VOLUME I FORHOLD TIL BRUTTOFORBRUGET I DANMARK



Kilde: Nasdaq og Energinet.

Note: Figuren viser hvor stor en andel af bruttoforbruget der er handlet i EPAD kontrakter (både futures og forwards) på henholdsvis års, kvartals eller månedsbasis samt i FTR for importretningen for de respektive forbindelser mellem DK1, DK2 og DE.

Forsyningstilsynet opgjorde andelen af forbruget i 2017, som er på en fastpriskontrakt med varighed af minimum tre måneder og med et forbrug på under 100.000 kWh, til 59

pct.⁸ (53 pct. er med varighed af tre måneder, mens 6 pct. er med en varighed af minimum tre måneder og op til tre år). Volumen af de finansielle handler for både EPAD og FTR udgør tilsammen over de 59 pct. af forbruget, som er på fastpris kontrakt.

Året igennem er fordelingen af finansielle produkter forholdsvis stabilt. 12 pct. af handlerne udgøres af såkaldte EPAD årskontrakter, 18 pct. af EPAD kvartalskontrakter, 19 pct. af EPAD månedskontrakter, 15 pct. af årlige FTR og 16 pct. af månedlige FTR, jf. figur 6.

De finansielle måneds- og kvartalskontrakter udgør tilsammen 53 pct. af den finansielle volumen i forhold til forbruget, mens årskontrakterne udgør 27 pct. Aktørerne handler derfor større volumener med kortere tidshorisonter. Dette passer fint overens med, at 53 pct. af forbruget er på fastpris kontrakter med en kortere varighed på tre måneder.

MARKEDSKONCENTRATION

I 2017⁹ var der i alt syv forskellige balanceansvarlige aktører i Danmark med rådighed over produktionskapacitet installeret i Danmark. Der er ikke nødvendigvis tale om ejerskab, men om at de balanceansvarlige aktører på vegne af ejeren har balanceansvaret for den installerede produktionskapacitet. Nogle ejere er selv balanceansvarlige for deres produktionskapacitet.

De tre største balanceansvarlige aktører rådede tilsammen over 84 pct. af den installerede kapacitet i Danmark i slutningen af 2017. Koncentrationen af de balanceansvarlige aktørers rådighed over installerede produktionskapacitet i Danmark i 2017 er beregnet til et HHI¹⁰ på 3.388, dvs. at der er tale om en relativ koncentreret udbudsside.

Der er forholdsvis lav aktivitet i Danmark, hvad angår skifte af balanceansvarlig aktører. I 2017 havde 0,5 pct. af det samlede antal produktionsanlægsejere i Danmark skiftet balanceansvarlig aktør, hvilket omfattede 0,4 pct. af den samlede installerede produktionskapacitet i Danmark.

PRISUDVIKLING

PRISFORKLARENDE FAKTORER

Spotpriserne i Danmark påvirkes i høj grad af det marginale værk i Nordeuropa og dermed af brændsel og CO2 priser, helt afgørende er også fyldningsgraden af de nordiske vandkraftværkers vandreservoirer. Derudover er den tilgængelige transmissionskapacitet og det nordiske el forbrug også vigtige faktorer for prisdannelsen i Danmark.

⁸ "Hvad kostede strømmen i 2017?", jf. figur 3 side 13: http://forsyningstilsynet.dk/fileadmin/Filer/0_-_Nyt_site/EL/Prisstatistik/2018/17350_Forbrugerrapport_FINAL_WEB.PDF

⁹ Data over 2018 har ikke været Forsyningstilsynet i hænde, da rapporten blev skrevet. Data stammer fra Energistyrelsen og Energinet.

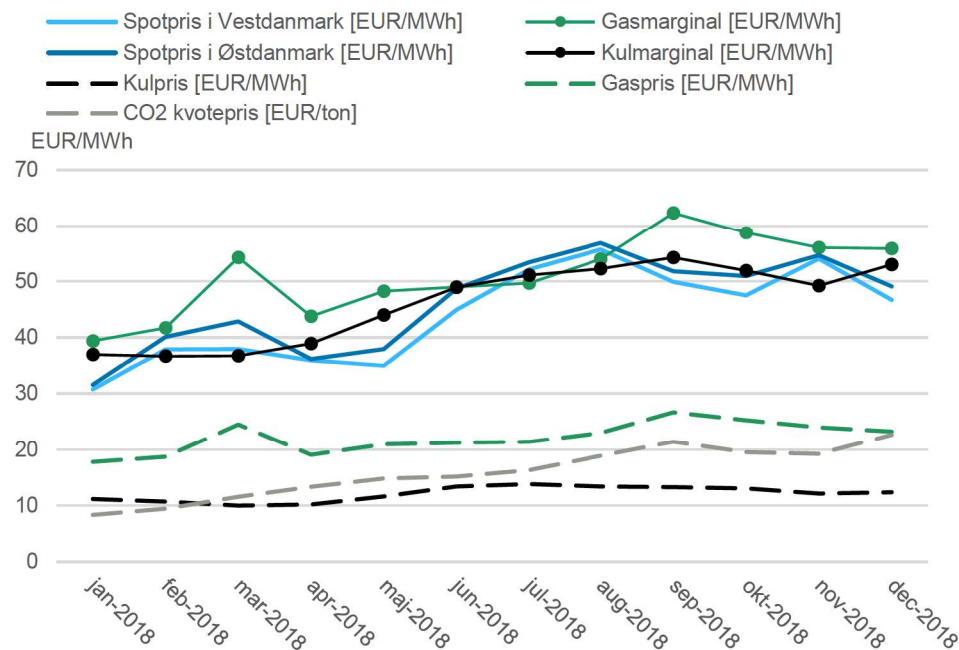
¹⁰ Det står for 'Herfindahl-Hirschman Index', som er et koncentrationsindeks.

Det marginale værk i Nordeuropa regionen er ofte et kulkraftværk, hvorfor spotpriserne i Danmark påvirkes af kulmarginalen mere end gasmarginalen. I takt med at Danmark bliver mere integreret med resten af Europa, vil det marginale værk oftere være et gaskraftværk¹¹.

Gas- og kulmarginalen giver sammenholdt med spotprisen en indikation af, hvorvidt henholdsvis et kul- eller gaskraftværk har fået accepteret bud og været prissættende. Er gas- og kulmarginalen under spotpriserne, er det et udtryk for, at den dyreste af de to har været prissættende. Er det fx kun kulmarginalen, som er under spotprisen, mens gasmarginalen er tilpas over, giver det en indikation af, at et kulkraftværk er prissættende.

Kulmarginalen har ligget under spotpriserne for DK1 og DK2 på månedsbasis i flere måneder end gasmarginalen. Det indikerer at priserne i DK1 og DK2 har været mere påvirket af kulmarginalen end gasmarginalen i 2018. Kulmarginalen har i høj grad været drevet af stigningen i CO2-kvotepriserne jf. figur 8.

FIGUR 8 | UDVIKLING I KUL- OG GASMARGINAL SAMT PRISER, PR. MÅNED



Kilde: Energinet, The World Bank, PEGAS ETF og Energistyrelsen

Note: Figuren viser kul- og gasmarginalen, som indikerer marginalomkostningen for at producere elektricitet med henholdsvis kul eller gas som brændsel, hvor også CO2 kvoteprisen er medregnet. Det antages, at kraftværkerne har en udnyttelsesgrad på kul og gas på henholdsvis 38 pct. og 49 pct.

¹¹ Ifølge Energistyrelsens prisdokumentation, jf. side 4: <https://ens.dk/sites/ens.dk/files/Basisfremskrivning/el-prisdokumentation-ens-hjemmeside-20170322.pdf>

Kulmarginalen indikerer marginalomkostningen for at producere elektricitet baseret på kul, hvor der også er taget højde for omkostningen af CO₂ udledningen. Kulmarginalen er nærmere defineret ved omkostningen af at producere elektricitet med kul som brændsel, som er prisen for kul per MWh plus prisen for udledning af CO₂ per MWh. Udledningen for kul er 0,342 ton/MWh¹². Den samlede omkostning divideres med kraftværkets udnyttelsesgrad af kul, som antages at være 38 pct.¹³. Kulmarginalen er i løbet af 2018 steget med 43 pct. fra 37,0 EUR/MWh i 2017 til 53,0 EUR/MWh på månedsbasis. Stigningen er dels drevet af en stigning i kulpriserne på 11 pct. og særligt af stigningen i CO₂-kvotepriserne¹⁴ på 172 pct., jf. figur 8.

Gasmarginalen indikerer marginalomkostningen for at producere elektricitet baseret på gas. Gasmarginalen¹⁵ er udregnet på samme vis som kulmarginalen, blot med gas som brændsel, en udledning af CO₂ på 0,184 ton/MWh og en antagelse om af kraftværkerne har en udnyttelsesgrad af gas på 49 pct.¹⁶. Gasmarginalen er i løbet af 2018 steget med 42 pct. fra 39,4 EUR/MWh i 2017 til 55,9 EUR/MWh på månedsbasis. Stigningen er dels drevet af en stigning i gaspriserne på 25 pct. og dels af en stigning i CO₂-kvotepriserne på 172 pct., jf. figur 8.

Gasprisen på den nederlandske gashub Title Transfer Facility (TTF), som er en af de største og mest likvide gashubs i Europa, er i 2018 steget med 25 pct. fra 17,8 EUR/MWh i 2017 til 22,7 EUR/MWh, jf. figur 8. Se markedsrapporten for engrosmarkedet for gas for 2018 for en nærmere forklaring af gasprisens udvikling¹⁷.

CO₂-kvotepriserne er i 2018 steget med 172 pct. fra 8,3 EUR/ton i 2017 til 22,7 EUR/ton. Europa Kommissionens udmelding den 15. maj 2018 om, at omtrent 16 pct. af de nuværende CO₂-kvote tilladelser trækkes ud af markedet de første otte måneder af 2019 og overføres til Market Stability Reserve (MSR), har fået priserne til at stige, jf. figur 8. Det er første gang CO₂-kvote tilladelser overføres til MSR.

Fyldningsgraden af de nordiske vandreservoirer har i 2018 ligget 4,4 procentpoint under den gennemsnitlige fyldningsgrad i forhold til de forrige fem år.

Fyldningsgraden har stort set ligget under 'normalen' hele året med undtagelse af foråret, hvor fyldningsgraden var op til 12 pct. over normalen, mens den særlig henover

¹² Kulmarginal [EUR/MWh] = (Kulpris [EUR/MWh] + CO₂-kvotepris [EUR/ton] * 0,342 ton/MWh) / 0,38

¹³ Der er tale om et skøn baseret på ICIS Herens nyhedsbrev, da kraftværker, som anvender kul som brændsel, kan have forskellige udnyttelsesgrader.

¹⁴ Kulmarginalen reagerer voldsommere på CO₂-kvoteprisstigninger end gasmarginalen, da kul udleder næsten dobbelt så mange ton CO₂ pr. produceret MWh.

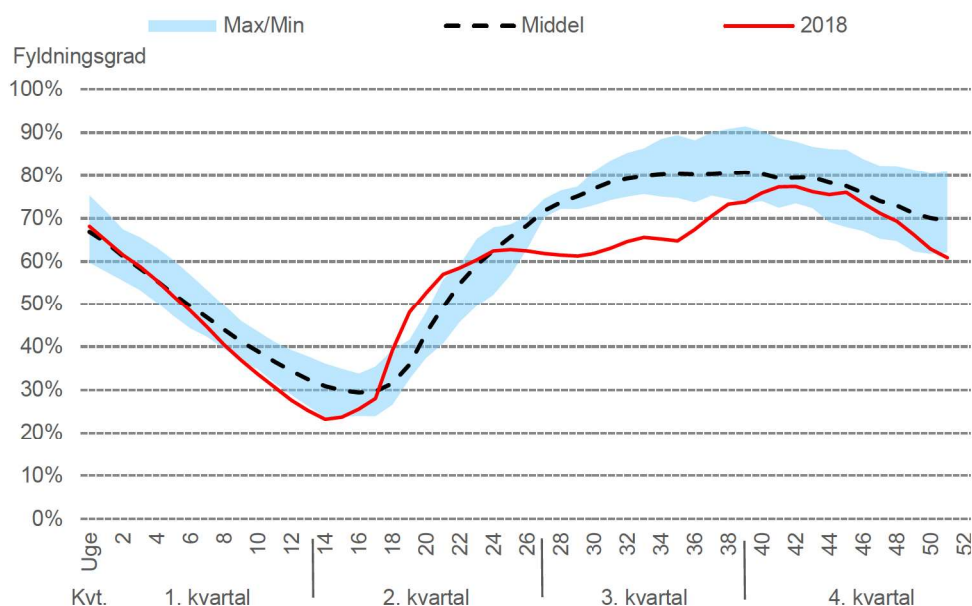
¹⁵ Gasmarginal [EUR/MWh] = (Gaspris [EUR/MWh] + CO₂-kvotepris [EUR/ton] * 0,184 ton/MWh) / 0,49

¹⁶ Der er tale om et skøn baseret på ICIS Herens nyhedsbrev, da kraftværker, som anvender gas som brændsel, kan have forskellige udnyttelsesgrader.

¹⁷ Læs mere om markedsrapporten for engrosmarkedet for gas her: http://forsyningstilsynet.dk/fileadmin/Filer/0_-_Nyt_site/GAS/Publikationer/Markedsrapport_for_2018.pdf

sommeren var ned til 15 pct. under normalen, jf. figur 7. En lav fyldningsgrad af de nordiske vandreservoarer betyder, at udbuddet af elektricitet fra Sverige og særlig Norge¹⁸ har været mindre end normalt.

FIGUR 7 | FYLDNINGSGRAD AF DE NORDISKE VANDRESERVOIRER



Kilde: Nord Pool

Note: Fyldningsgrad af vandreservoarerne i Norge, Sverige og Finland. Værdierne minimum, maksimum og middel er for perioden 2013 – 2017. Data er på ugebasis og opgjort i procent af det maksimale fyldningsniveau af de nordiske vandreservoarer.

De nordiske vandkraftværker med tilhørende vandreservoarer øger og sænker Nordens spotpriser i høj grad, når fyldningsgraden er henholdsvis lav og høj. Fyldningsgraden påvirkes af, hvorvidt der i Norden er tale om vådår eller tørår (særlig andet halvår af 2018 var kendetegnet ved at være et tørår) og af det nordiske el forbrug.

Er vandreservoiret ikke fyldt, vil vandkraftværket for at optimere sin profit byde ind med priser lige under det marginale kraftværk i Nordeuropa, som ofte er et kulkraftværk.

Er vandreservoiret derimod helt fyldt, vil nye vand tilføjes til reservoiret løbe over reservoirets kanter og være spildte ressourcer. Hvorfor prisen presses længere ned.

PRISER I SPOTMARKEDET

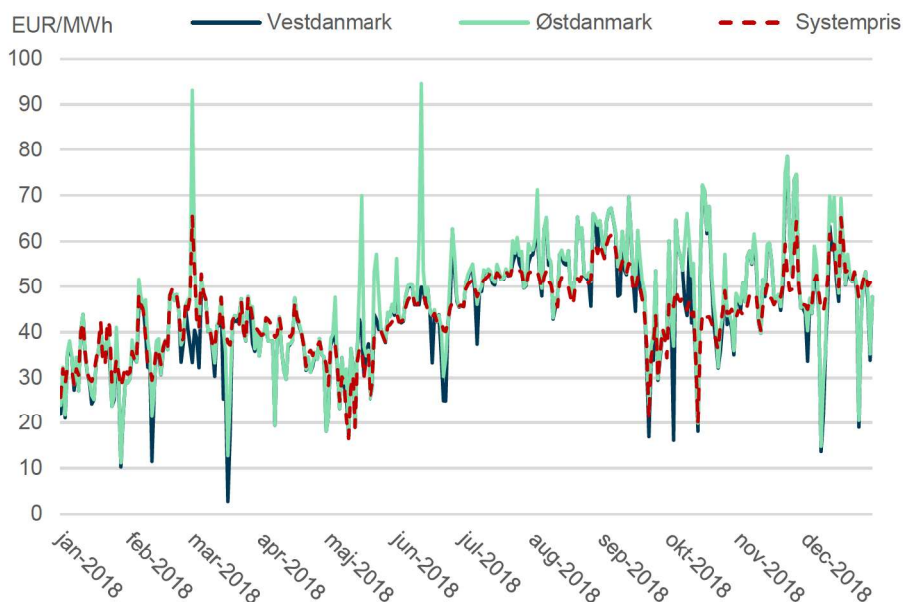
I Danmark handles ca. 96 pct. af elektriciteten på spotmarkedet, også kaldet day-ahead markedet. Markedskoblings algoritmen binder de europæiske day-ahead markeder sammen til ét europæisk day-ahead marked for elektricitet. Spotprisen anvendes

¹⁸ Norge har den største vandreservoir kapacitet. Siden 2013 har det højeste fyldningsniveau for Norge og Sveriges vandreservoarer, som blev målt i 2015, henholdsvis været 76,2 TWh og 30,7 TWh, jf. Nordpool.

i flere markeder som en referencepris fx for de finansielle markeder, som udgangspunkt for regulerkraftprisen i regulerkraftmarkedet og i spotpriskontrakter med slutkunderne. Spotprisen anvendes også i mange tilfælde som en alternativomkostning, når prisen på bud i fx reservemarkederne skal fastsættes.

Den gennemsnitlige timepris i spotmarkedet for DK1 og DK2 var henholdsvis 44,1 og 46,2 EUR/MWh i 2018, mens systemprisen var lidt under 44,0 EUR/MWh. Prisen på den nordiske systempris, som er den fiktive spotpris, der ville have forekommet, såfremt der ikke er flaskehalse i Norden, var desuden den højeste siden 2011. DK1 har generelt lavere priser end DK2 på grund af den relativt store installeret vindmøllekapacitet i DK1, som medvirker til at presse priserne ned, jf. figur 9.

FIGUR 9 | DAGLIG PRISUDVIKLING PÅ SPOTMARKEDERNE I 2018



Kilde: Energinet

Note: Udviklingen i spotprisen for Vestdanmark, Østdanmark og systemprisen på den nordiske elbørs Nord Pool. Den daglige gennemsnitlige spotpris er opgjort i EUR/MWh. Systemprisen er en beregnet ligevægtspris, som ville have fundet sted, såfremt der ikke var nogle flaskehalse i det nordiske marked.

Der var henholdsvis 51 og 40 timer med negative priser i DK1 og DK2 i 2018, i 2017 var der til sammenligning henholdsvis 83 og 57 timer med negative priser i DK1 og DK2. Den 28. januar 2018 nåede timeprisen i både DK1 og DK2 et minimum på -15,0 EUR/MWh.

Negative priser er umiddelbart et udtryk for en markedsanomali, da fx slutkunder, som har en spotpriskontrakt, får penge for at forbruge elektricitet, mens producenter skal betale for at producere elektricitet. Negative priser kan forekomme på grund af støtteordninger, blokbud fra kraftvarmeværker og samproduktion af elektricitet med fjernvarme. Ovenstående gør udbudssiden i nogen grad ufølsom over for negative priser, da det er dyrere at stoppe værket end at producere til negative priser. Negative priser

forekommer ofte når der opstår flaskehalse på interkonnektorerne, hvilket hindrer eksporten af fx billig el baseret på vind og gør udbuddet relativt større i forhold til efterspørgslen.

Den maksimale timepris i 2018 var 144,3 EUR/MWh og 255,0 EUR/MWh for henholdsvis DK1 (26. juni 2018) og DK2 (1. marts 2018). Der har været prisspidser i spotmarkedet i 1 time i DK1 og 23 timer i DK2 i henhold til ACERs definition af prisspidser¹⁹. Definitionen er, tre gange marginal omkostningen for at producere elektricitet med et gasfyret kraftværk (uden tilhørende fjernvarmeproduktion) baseret på gas priser fra den nederlandske gasbørs TTF. ACER angiver ikke kraftværkets effektivitetsgrad, hvorfor Forsyningstilsynet har anvendt en effektivitetsgrad på 49 pct.

Den gennemsnitlige timepris i spotmarkedet for Danmark var generelt lavere i første halvår end i andet halvår 2018. Gennemsnitsprisen var 38,3 EUR/MWh i første halvår og 51,9 EUR/MWh i andet halvår, jf. figur 9. De højere priser i andet halvår er dels forårsaget af at sommeren og efteråret har været varmere, hvilket har sænket produktionen af fjernvarme fra kraftvarmeværkerne og dermed udbuddet af biproduktet elektricitet. Desuden har den tørre sommerperiode sænket fyldningsgraden af de nordiske vandreservoarer for resten af året og dermed sænket importen fra Norge og Sverige i forhold til tidligere år.

Priserne i Danmark var i 2018 i større grad end normalt påvirket af den tyske produktion af elektricitet, da importen fra Tyskland i 2018 var højere end normalt. Den tyske produktion er i stort omfang baseret på kul (produktionsandelen var i 2018 på 37 pct.). De danske priser fulgte derfor i stort omfang kulmarginalen i 2018, jf. importen fra Tyskland.

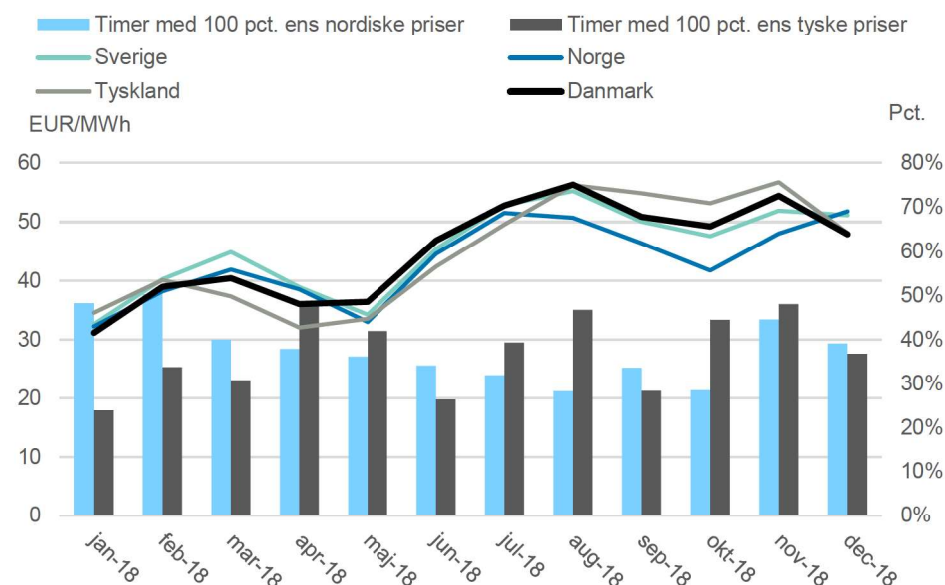
Prisen på det danske marked er afhængig af de omkringliggende markeder, dvs. at det danske marked er pristager. Priserne for DK1 og DK2 var i henholdsvis 93 pct. og 95 pct. af tiden ens med prisen i mindst ét udenlandsk naboprisområde.

Når priserne i DK1 og DK2 var ens havde de i 71 pct. af tiden ens priser med mindst ét prisområde i et naboland. Konkret havde DK1 og DK2 i 11 pct. af tiden ens priser med alle priserne i nabolandene på én gang. I 37 pct. af tiden havde DK1 og DK2 ens priser med Tyskland, i 38 pct. af tiden med Norden (i 39 pct. af tiden med Norge og i 52 pct. af tiden med Sverige), jf. figur 10.

Kun i sjældne tilfælde når der er flaskehalse i forbindelserne til de danske prisområder, og en fuldstændig priskonvergens derfor hindres i at finde sted, har de danske prisområder egne spotpriser.

¹⁹ Prisspidserne er beregnet ifølge ACERs definition af selv samme i ACERs Market Monitoring Report 2017, jf. fodnote 32 (side 20).

FIGUR 10 | MÅNEDLIG PRISER PÅ INDEN- OG UDENLANDKSE SPOTMARKEDER OG PRISKONVERGENS I 2018



Kilde: Nord Pool og Energinet

Danmark er placeret mellem Nordens vandkraftbaserede elektricitetsproduktion og Centraleuropas termiske og VE-baserede elektricitetsproduktion og fungerer derfor som et transitland mellem to forskellige produktionsteknologier, som skiftevis er billigst. Danmarks årlige gennemsnitlige spotpriser ligger derfor normalt mellem de nordiske og de tyske priser.

Prisen på det danske marked var i 2018 på 45,1 EUR/MWh, mens gennemsnitsprisen for Norge var på 43,2 EUR/MWh, Tyskland på 44,9 EUR/MWh og Sverige på 45,4 EUR/MWh, jf. figur 10.

PRISER I INTRADAY-MARKEDET

I Danmark handles ca. 5 pct. af elektriciteten på intraday-markedet. Intraday priserne fulgte i 2018 udviklingen i spotmarkedspriserne. Intraday-markedet anvendes til at justere forbrugs- og produktionsplaner med hensyn til bl.a. at genskabe balance i porteføljerne. Den årlige gennemsnitlige pris for intraday-markedet i 2018 for DK1 var 40,4 EUR/MWh, mens den for DK2 var 41,9 EUR/MWh.

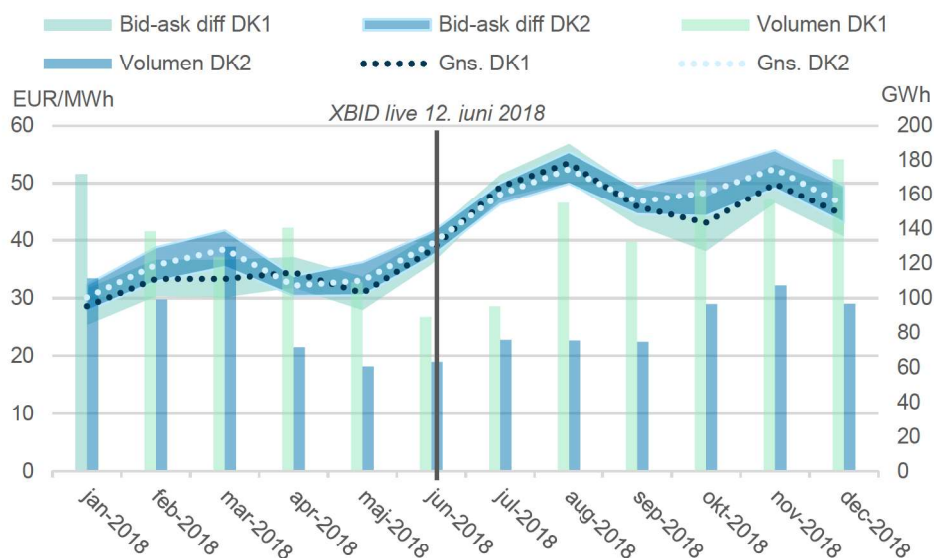
Differencen mellem det højeste købsbud og det laveste salgsbud (bid-ask differencen) og den handlede volumen kan begge give indikationer om størrelsen af likviditeten på markedet. En lav bid-ask difference vil alt andet lige indikere, at der er en høj likviditet i markedet. Ligeledes vil en stor handlet volumen bidrage til en større likviditet.

DK1 havde en gennemsnitlig bid-ask difference på 6,4 EUR/MWh, mens DK2 havde en gennemsnitlig bid-ask difference på 5,4 EUR/MWh. Henover sommeren var differencen mellem bid-ask relativ lille i forhold til resten af året på trods af, at den handlede volumen var relativ mindre. Der er en tendens til at volumen er lav i sommerperioden, hvilket bl.a. går hånd i hånd med, at produktionen i DK1 og DK2 er lavest i samme periode.

Der er ikke taget højde for eventuelle interne handler (såkaldte self-trades eller wash-trades), hvorfor disse indgår i data for intraday-markedet. Fortolkningen af data er derfor med forbehold herfor.

XBID gik live den 12. juni 2018. XBID er det grænseoverskridende, pan-europæiske intraday-marked, "cross-border intraday", som binder de europæiske intraday-markeder sammen. XBID har endnu ikke haft nogen entydig effekt på intraday-markederne i DK1 og DK2. Bid-ask differencen er steget en anelse siden introduktionen af XBID i juni måned for både DK1 og DK2, uanset etableringen af et større, fælles intraday-marked jf. figur 11.

FIGUR 11 | BID-ASK DIFFERENCE, GENNEMSNI TS PRIS OG HANDLET VOLUMEN PÅ INTRADAY-MARKEDET FOR 2018



Kilde: Nord Pool

Note: 'Bid-ask diff' angiver forskellen mellem de månedlige gennemsnitsmaksimumspriser og -minimumspriser, mens 'gns. DK1' angiver den månedlige gennemsnitspris. De to ovennævnte skal aflæses på den venstre-akse. 'Volumen' i henholdsvis DK1 og DK2 angiver den handlede volumen i søjler og skal aflæses på den højre-akse.

PRISER I RESERVEMARKEDERNE

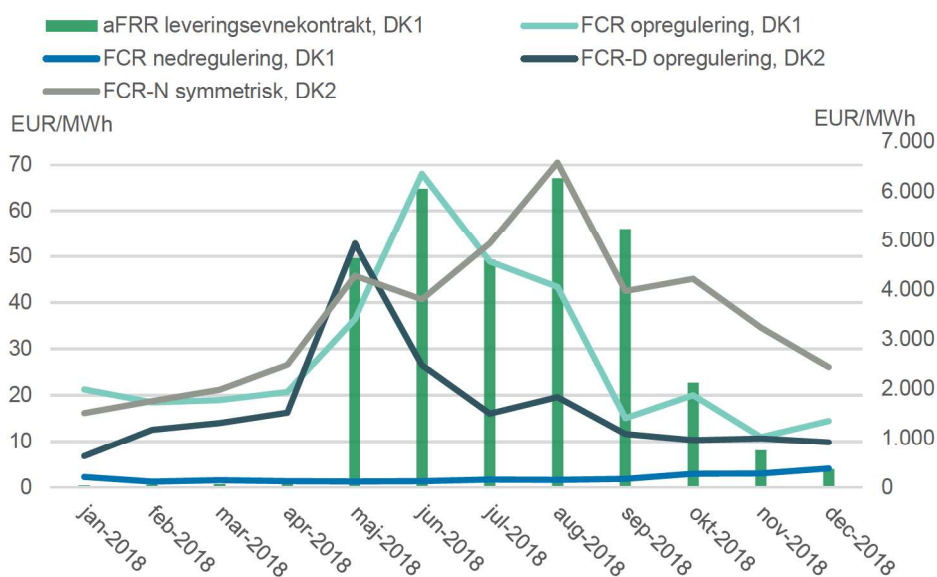
Energinet indkøber reserver for at balancere elsystemet på ca. 50 Hz. Reserverne kan opdeles i reservekapacitet, som betales for at stå til rådighed, og energiaktivering, hvor

reserverne aktiveres. Energinet indkøbte i 2017 reserver for omtrent 500 mio. kr. Der har i 2018 været høje priser på flere af markederne for reservekapacitet i DK1 og DK2.

De gennemsnitlige årlige priser på de automatiske frekvensgenoprettelsesreservers (automatic Frequency Restoration Reserves – aFRR) leveringsevnekontrakter i DK1 var usædvanlig høje i 2018 med et årlig gennemsnit på 2.522 EUR/MW, prisen angiver den samlede pris per MW for en hel måned. Sammenlignet med prisen i 2017 på 156 EUR/MW, er det en stigning på 1.517 pct.

I august 2018 toppede prisen på aFRR leveringsevnekontrakterne på omtrent 6.300 EUR/MW for en hel måned mens prisen i 2017 toppede på 443 EUR/MW. Forklaringen er umiddelbart, at udbuddet af elektricitet har været lav i forbindelse med den lange varme sommer, som har sænket fjernvarmeproduktionen og dermed også biproduktet elektricitet. Priserne har ved udgangen af 2018 ikke fundet tilbage til 2017-niveauet, trods det faktum at udbuddet af elektricitet er steget i takt med, at det er blevet koldere, og at fjernvarmeproduktionen er genstartet efter sommerlukningerne, jf. figur 12.

FIGUR 12 | FCR PRISER I DK1 OG DK2 SAMT RESULTAT AF INDKØB AF AFRR-LEVERINGSEVNE I DK1



Kilde: Energinet

Note: Diagrammet viser månedspriser af Energinets indkøb af aFRR leveringsevnekontrakter i DK1, som skal aflæses på den højre akse, samt månedspriser på de forskellige FCR reserver i DK1 og DK2, som skal aflæses på den venstre akse.

De gennemsnitlige månedspriser på de forskellige frekvenskontrolreserver (Frequency Control Reserves – FCR) FCR-N (Normaldriftsreserven) samt FCR-D (Driftsforstyrrelsesreserven) i DK2 og FCR opregulering i DK1, som alle er reservekapacitet, topper henover sommeren med priser på henholdsvis 71, 68 og 53 EUR/MWh på nær for FCR nedregulering, jf. figur 12.

Prisen for FCR nedregulering toppede i december på 4 EUR/MWh og var ellers forholdsvis lav og stabil, da markedet er domineret af elkedler, som er omkostningseffektive i leverance af FCR nedregulering. FCR priserne, med undtagelse af FCR nedregulering, topper om sommeren, bl.a. da fjernvarmeproduktionen er lav, hvorfor udbuddet af biproduktet elektricitet også er lavt. Når efterspørgslen efter fjernvarme stiger igen, øges udbuddet af elektricitet, hvilket presser priserne ned på FCR reserveerne i DK1 og DK2, jf. figur 12.

Prisen på de manuelle frekvensgenoprettelsesreserver (manual Frequency Restoration Reserves – mFRR) i DK2 (reservekapacitet) toppede den 4. oktober 2018 med en meget høj pris på omtrent 1.400 EUR/MWh, til sammenligning var den årlige gennemsnitlige pris 84 EUR/MWh. I samme periode var Kyndbyværkets blok 22²⁰ ude til eftersyn, hvorfor der var behov for at afholde et ekstra udbud. Kyndbyværkets blok 22 skulle planmæssigt til revision fra d. 28. oktober til d. 3. november 2018, hvorfor Forsyningstilsynet meddelte, at markedet i DK2 ville være under skærpet overvågning. De højeste mFRR priser i DK2 under revisionsperioden nåede op på omtrent 94 EUR/MWh.

Forsyningstilsynet offentliggjorde den 19. december 2018 en rapport om "Energinet indkøb af reserver i elsystemet". Energinets årlige udgifter til reserver siden 2013 til 2017 er mellem omtrent 500 - 800 mio. kr. Forsyningstilsynet har i rapporten analyseret konkurrencen for 2017 og beskrevet roller og ansvar i udviklingen af elmarkedet for reserver. Rapporten fandt at udbudssiden i reservemarkederne er præget af en høj koncentration med få deltagende aktører.

Forsyningstilsynet havde syv anbefalinger i rapporten. Forsyningstilsynet anbefalede bl.a., at Energinet i) identificerer og arbejder for at fjerne barrierer og udfordringer for at gøre brug af nye teknologier ii) med inddragelse af aktørerne offentliggør en rapport over potentialer fra nye teknologier og iii) sender en udviklingsplan for mFRR markedet i DK2 med fokus på, hvordan mFRR indkøbes og prissættes frem til at et forventeligt nordisk mFRR marked implementeres. Udmøntningen af anbefalingerne pågår i 2019.

²⁰ Et af de anlæg som indgår i de femårige kontrakter om levering af mFRR i DK2 fra 1. januar 2016 til 31. december 2020.