



Forsyningstilsynet

# Markedsrapport for 2019 Engrosmarkedet for el

---

RAPPORT

JUNI 2020

---

**FORSYNINGSTILSYNET**  
Torvegade 10  
3300 Frederiksværk

Tlf. 4171 5400  
[post@forsyningstilsynet.dk](mailto:post@forsyningstilsynet.dk)  
[www.forsyningstilsynet.dk](http://www.forsyningstilsynet.dk)

---

# Indhold

RESUMÉ .....	3
SAMMENHÆNGEN MELLEM TILSYNETS OVERVÅGNING OG REMIT .....	6
VIGTIGSTE BEGIVENHEDER I 2019 .....	7
PRODUKTION OG FORBRUG .....	9
PRODUKTION .....	9
FORBRUG .....	10
IMPORT OG EKSPORT .....	10
TRANSMISSION .....	11
DANMARK-TYSKLAND FORBINDELSERNE .....	12
DANMARK-SVERIGE FORBINDELSERNE .....	16
DANMARK-NORGE FORBINDELSEN .....	20
DANMARK-HOLLAND FORBINDELSEN .....	21
HANDEL OG PRISER .....	22
PRISUDVIKLING .....	22
FINANSIELLE PRODUKTER, TRANSMISSIONSRETTIGHEDER OG PPA.....	33
UDVIKLING I VOLUMEN AF FINANSIELLE PRODUKTER .....	34

---

## RESUMÉ

Elproduktionen i Danmark var i 2019 på 28,6 TWh, hvilket er en stabil udvikling (fald på 1 pct.) i forhold til 2018. De fire største produktionskilder i 2019 var vind (56 pct.), kul (13 pct.), biomasse (13 pct.) og gas (9 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 33,5 TWh i 2019, hvilket er på samme niveau som i 2018. Elforbruget har de seneste år været på et stabilt niveau. De største forbrugskategorier er serviceerhverv, handel og offentlig foretagender (29 pct.), boliger (25 pct.), industri (14 pct.) samt landbrug og gartneri (6 pct.).

Danmark var nettoimportør af el med en import på 5,8 TWh i 2019 og har været nettoimportør i alle år siden 2011. Nettoimporten er steget en del (12 pct.) i forhold til 2018. Danmark importerede mest el fra Tyskland (6,6 TWh) og eksporterede mest el til Norge (3,3 TWh).

Handelskapaciteten for udlandsforbindelserne var mellem 63 og 87 pct. i eksportretningen, mens importretningen lå på mellem 60 og 88 pct. af den nominelle kapacitet.

Cobra-kablet til Holland på 700 MW åbnede den 6. september og har haft en handelskapacitet i både eksport- og importretningen på 87 pct. (612 MW) i de sidste fire måneder af 2019.

Handelskapaciteten fra Vestdanmark til Tyskland er steget fra gennemsnitligt 195 MW i 2016 (11 pct.) til 1200 MW i 2019 (68 pct.). Det er i overensstemmelse med den fælles erklæring mellem Klima-, Energi- og Forsyningsministeriet (KEFM) og Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) og henholdsvis dansk og tysk regulator. Erklæringen blev indgået den 14. juni 2017. TenneT har efterfølgende givet tilsagn om, at de vil give minimum 1.300 MW i handelskapacitet startende fra juni 2019. Tilsagnet fra TenneT blev accepteret den 7. december 2018 af Europa Kommissionens konkurrencemyndighed DG COMP.

Forsyningstilsynet har i 2019, sammen med den tyske regulator, Bundesnetzagentur, vurderet Energinet og TenneT's monitoreringsrapport for kalenderåret 2018 vedrørende overholdelse af erklæringen om minimumkapacitet mellem DK1 og Tyskland. Forsyningstilsynet og Bundesnetzagentur er enige om, at TSO'ernes afrapportering og overholdelse af erklæringen er tilfredsstillende. Forsyningstilsynet og Bundesnetzagentur anmoder i vurderingen desuden Energinet og TenneT om at besvare en række spørgsmål i monitoreringsrapporten for 2020, bl.a.:

- Ønske om beskrivelse af virkningen af netudviklingen på den forventede evne til at transportere fysisk el ved DK1-DE-grænsen.
- Ønske om angivelse af, hvordan specialregulering vil blive leveret i lyset af kommende europæiske balanceringsplatforme / fremtidig model for modhandel.

Specialnedregulering i DK1 udgjorde i 2019 1,3 TWh, hvilket er en stigning på 0,2 TWh fra 2018. TenneT bruger specialnedregulering til at sikre systemsikkerheden, når de giver en højere handelskapacitet på DK1-DE end den fysiske kapacitet.

Handelskapaciteten fra Østdanmark til Tyskland var på 90 pct. i 2019. Handelskapaciteten i den modsatte retning var på 95 pct. af den nominelle kapacitet.

Handelskapaciteten fra Vestdanmark til Sverige er faldet fra 71 pct. til 63 pct. fra 2018 til 2019. I den modsatte retning er handelskapaciteten faldet fra 93 pct. til 77 pct. Handelskapaciteten fra Østdanmark til Sverige er steget til 66 pct. i 2019 fra 59 pct. i 2018. I den modsatte retning er handelskapaciteten steget til 87 pct. fra 83 pct.

Den svenske TSO, Svenska Kraftnät meddelte på Nordic Energy Regulators (NordREG) interessentmøde den 12. juni 2019, at de vil tage tiltag til at mindske Vestkystsnittets påvirkning af forbindelserne til/fra Sverige.

Med den nye el-markedsforordning 2019/943 af 4. juli indføres pr. 1 januar 2020 et minimumskrav på 70 pct. for grænseoverskridende handelskapacitet. Forordningen giver mulighed for at der kan dispenseres for minimumskravet i de to første år, såfremt der opnås godkendelse hos den nationalt regulerende myndighed. Svenska Kraftnät søgte om en 1-årig undtagelse fra minimumskravet den 25. november 2019, og den blev godkendt af den svenske regulator Energimarknadsinspektionen ("Ei"). I Ei's godkendelse fremgår det, at der er krav om, at Svenska Kraftnät skal gøre rede for evt. årsager til manglende opfyldelse af minimumskravet på 70 pct. Forsyningstilsynet følger løbende udviklingen i handelskapacitet på transmissionsforbindelserne til og fra Danmark.

Den gennemsnitlige timepris i spotmarkedet for DK1 og DK2 var henholdsvis 38,50 og 39,84 EUR/MWh i 2019, mens systemprisen var på 38,94 EUR/MWh. Systemprisen er den fiktive spotpris, der ville have forekommet, såfremt hele Norden var et budområde uden begrænsninger i transmissionskapacitet. Danmark er placeret mellem Nordens vandkraftbaserede elektricitetsproduktion og Centraleuropas termiske og VE-baserede elektricitetsproduktion og fungerer derfor som et transitland mellem to forskellige produktionsmix. De danske spotpriser ligger normalt mellem den nordiske systempris og den tyske spotpris, som var på 37,66 EUR/MWh i 2019.

Den laveste timepris i 2019 var -48,29 EUR/MWh, mens den maksimale pris var 109,45 EUR/MWh. Der har samlet set været 227 timer med negative priser. Negative priser kan forekomme, når der er for meget elektricitet i systemet i forhold til efterspørgslen.

Prisen på el i Danmark påvirkes af prisen på brændsel og CO<sub>2</sub> priser samt af fyldningsgraden af de nordiske vandkraftværkers vandreservoirer. Fyldningsgraden i de nordiske vandreservoirer har i 2019 ligget ca. 1,3 procentpoint under gennemsnittet i forhold til de forrige fem år.

Den gennemsnitlige pris på intraday-markedet i DK1 var 35,1 EUR/MWh i 2019, mens den i DK2 var 36,7 EUR/MWh. Markedsaktører bruger intraday-markedet til at balancere deres forbrugs- og produktionsporteføljer, f.eks. ved nedbrud af kraftvarmeværker eller ved mindre vind end ventet.

Energinet indkøber reservekapacitet og reserveenergi for at balancere elsystemet før driftstimen. Gennemsnitsprisen for frekvensstyrede reserver opregulering ("FCR-op") i DK1 var på 37 EUR/MWh. Forsyningstilsynet kan konstatere, at prisen på FCR-op var høj i sommeren 2019 og ikke faldt tilbage til det forventede lavere niveau i efteråret 2019.

Priserne på erstatningsindkøb af manuelle frekvensgenoprettelsesreserver (mFRR) i DK2 har været lavere end de seneste år (35 EUR/MWh). Disse erstatningsindkøb sker kun, når der er nedetid på de værker, som har en længerevarende aftale med Energinet om levering af mFRR. Priserne på mFRR i DK1 var i gennemsnit på 0,8 EUR/MWh.

Forsyningstilsynet vil have fokus på markedet for automatiske frekvensgenoprettelsesreserver i Vestdanmark, da der er tale om et relativt koncentreret, nyt og umodent marked. Markedet har været på pause i fem år pga. Energinets aftale om indkøb af 100 MW aFRR reserver fra Norge via en reservation over Skagerrak-forbindelsen. Aftalen ophørte 31. december 2019.

Markedsaktørerne risikoafdækker deres produktion og forbrug for at sikre sig mod uforudsete prisændringer på markedet. Markedsaktørernes risikoafdækning udgøres af handel med finansielle transmissionsrettigheder ("FTR"), forwardkontrakter og Power Purchasing Agreements ("PPA"). Udbuddet af FTR på de danske udlandsforbindelser er steget i 2019 i forhold til 2018. Specifikt er udbuddet mellem DK1 og DE steget væsentligt, og der er åbnet for køb af FTR mellem DK1 og Holland.

Forsyningstilsynet skal i løbet af 2020 lave en evaluering af, om markedsaktørerne har tilstrækkelig mulighed for at afdække deres risiko. Evalueringen sker i medfør af Kommissionens Forordning (EU) 2016/1719 af 26. september 2016 om fastsættelse af retningslinjer for langsigtet kapacitetstildeling ("FCA GL").

---

## BOKS 1 | FOKUSOMRÅDER FOR 2020

Forsyningstilsynets fokusområder for den fremadrettede markedsovervågning er Danmarks **transmissionsforbindelser, markedet for reserver** og det **nordiske finansielle marked**.

Markedsovervågningen vil i 2020 fortsat have fokus på handelskapaciteten på Vestdanmark-Tyskland forbindelsen. Erklæringen om **minimumskapacitet** til markedet skal overholdes. Markedsovervågningen vil også følge udviklingen i den **tilgængelige handelskapacitet til og fra Sverige, Norge og Holland** i forhold til 70 pct. kravet.

Forsyningstilsynet vil i 2020 lave en **evaluering af det nordiske finansielle marked**. Markedsaktørerne skal have tilstrækkelige muligheder for at afdække risici.

Markedsovervågningen vil i 2020 følge det nye marked for **automatisk reservekapacitet (aFRR) i DK1 i 2020**. Forsyningstilsynet har markedet under **skærpet overvågning** til og med tredje kvartal 2020.

---

## **SAMMENHÆNGEN MELLEM TILSYNETS OVERVÅGNING OG REMIT**

Denne rapport er et resultat af Forsyningstilsynets overvågning af engrosenergimarkedene.

Forsyningstilsynet overvåger engrosenergimarkedene i medfør af bl.a. eldirektivet, elforsyningslovgivningen og bekendtgørelsen om Forsyningstilsynets overvågning af det indre marked for el og naturgas<sup>1</sup>.

Forsyningstilsynet er kompetent myndighed i forhold til håndhævelsen af forordningen om integritet og gennemsigtighed på engrosenergimarkedene (REMIT)<sup>2</sup>. Forsyningstilsynet skal derfor sørge for, at der sker overholdelse af forbuddene i REMIT mod insiderhandel og markedsmanipulation og af forpligtelsen til at offentliggøre intern viden.

Der er et samspil mellem Forsyningstilsynets håndhævelse af REMIT og Forsyningstilsynets overvågning af engrosenergimarkedene. Dette samspil kan vise sig ved forskellige forhold på markedet. En ualmindelig høj pris kan f.eks. være forårsaget af markedsmanipulation, men kan også være resultatet af et dårligt markedsdesign. Omvendt kan Forsyningstilsynets markeds- overvågning på engrosområdet give indikationer på forhold, som Forsyningstilsynet skal være opmærksomme på i håndhævelsen af REMIT. Dette samspil er derfor en af årsagerne til, at Forsyningstilsynet overvåger udviklingen på det danske elmarked og de enkelte aktørers adfærd.

Trods dette samspil vedrører denne rapport ikke REMIT-specifikke forhold.

---

<sup>1</sup> Europa-Parlamentets og Rådets direktiv 2009/73/EF af 13. juli 2009 om fælles regler for det indre marked for naturgas og om ophævelse af direktiv 2003/55/EF (EØS-relevant tekst), Naturgasforsyningsloven (LBK nr. 1127 af 5. september 2018) og Bekendtgørelsen om Energitilsynets overvågning af det indre marked for el og naturgas (BEK nr. 1002 af 20. oktober 2011).

<sup>2</sup> Europa-Parlamentets og Rådets forordning (EU) nr. 1227/2011 om integritet og gennemsigtighed på engrosenergimarkedene.

## VIGTIGSTE BEGIVENHEDER I 2019

TABEL 1 | VIGTIGE BEGIVENHEDER FOR DET DANSKE ELMARKED I 2019

14. januar 2019	<b>Forsyningstilsynet</b> og de øvrige nordiske energiregulatorer godkender TSO'ernes metoder for <b>koordinering af belastningsomfordeling og modkøb</b> for kapacitetsberegningen i Norden samt omkostningsfordeling af samme. Metoderne skal understøtte arbejdet med at koordinere kapacitetsberegningen i Norden og sikre, at værdien af transmissionskapacitet maksimeres, samtidigt med at forsyningsikkerheden sikres. Metoden vil have en væsentlig indflydelse på modhandel på de danske grænser til Sverige i fremtiden. Læs <a href="#">mere her</a> .
25. januar 2019	<b>ACER</b> træffer beslutning om metoden til at <b>prissætte transmissionskapacitet</b> for det fælleseuropæiske <b>intraday marked</b> . Metoden indebærer, at der vil blive indført implicite auktioner i intraday-markedet, som vil prissætte transmissionskapaciteten, hvis der opstår flaskehalse. Eventuel overskydende kapacitet efter disse auktioner vil fortsat gives gratis til det kontinuerte intraday marked. Læs mere <a href="#">her</a> .
3. april 2019	<b>Forsyningstilsynet</b> og <b>de andre nordiske energiregulatorer</b> noterer sig, at der er en høj risiko for, at de <b>nordiske transmissionssystemoperatører</b> ikke kan overholde den lovfastede frist for en <b>overgang til 15 minutters ubalanceafregning</b> pr. 18. december 2020 og tilskynder transmissionssystemoperatørerne til fortsat at bestræbe sig på at <b>undgå forsinkelser</b> og at fremlægge en ambitiøs og realistisk udmøntningsplan så hurtigt som muligt. Læs mere <a href="#">her</a> .
5. april 2019	<b>Forsyningstilsynet</b> samt de øvrige regulerende myndigheder i EU godkender TSO'ernes metode for beregning af <b>planlagte udvekslinger</b> i intraday markedskoblingen. Metoden fastsætter, hvordan de udvekslinger af elektricitet, som er et resultat af intraday-markedskoblingen skal beregnes. Metoden angår udvekslinger mellem både budområder, lande, TSO'er og NEMO'er og understøtter dermed udviklingen af det fælleseuropæiske marked. Læs mere <a href="#">her</a> .
5. april 2019	<b>ACER</b> træffer beslutning om ændring af opdelingen af EU i kapacitetsberegningssregioner. Beslutningen tildeler en region til nye interconnectorer. <b>Det danske Cobra-kabel til Holland bliver tildelt kapacitetsberegningssregionen Hansa</b> . Beslutningen indebærer samtidigt, at TSO'erne skal lave en analyse af fremtiden for kapacitetsberegningssregionerne Hansa og Channel inden for 18 måneder. Specifikt skal TSO'erne analysere om det vil være fordelagtigt at slå disse regioner sammen med Core-regionen. Læs mere <a href="#">her</a> .
12. juni 2019	<b>Forsyningstilsynet</b> afholder i samarbejde med <b>de andre nordiske energiregulatorer</b> et interessentmøde om <b>kapacitet på grænserne i engrosenergimarkederne</b> . På mødet diskuteres specifikt de begrænsninger i handelskapacitet, som er forårsaget af Vestkystsnittet i Sverige. Der er tale om det 2. møde i rækken; det første møde blev afholdt den 25. oktober 2018. Læs mere <a href="#">her</a> .
1. juli 2019	<b>Forsyningstilsynet</b> påtaler over for Energinet, at Energinet har offentliggjort <b>priser på specialregulering</b> på et så detaljeret niveau, at Energinet ikke har iagttaget <b>lovfastede krav til fortrolighed om kommercielt følsomme</b> oplysninger. Forsyningstilsynet vurderede, at offentliggørelse af priser på specialregulering kan ske som gennemsnitlige månedsværdier og med tre måneder mellem budafgivelse og offentliggørelse, og at det dermed ikke er offentliggørelse af kommercielt følsomme oplysninger samt, at det er tilstrækkeligt til at give investeringssignaler til gavn for markedet. En mere detaljeret offentliggørelse af priser kan mindske konkurrencen eller skabe risiko for priskoordination. Læs mere <a href="#">her</a> .
2. juli 2019	<b>Forsyningstilsynet</b> godkender <b>markedsregler for Krieger's Flak</b> forbindelsen mellem Østdanmark og Tyskland. Markedsreglerne sikrer, at Krieger's Flak kan åbne for handel og overførsel af el. Kriegers Flak tilføjer 400 MW kapacitet, som dog deles med vindmølleparker på både den danske og tyske side. Læs mere <a href="#">her</a> .
5. juli 2019	<b>Energinet</b> offentliggør notater om tekniske krav til de hurtige frekvensreserver som led i udmøntningen af <b>Forsyningstilsynets rapport</b> fra december 2018 om <b>Energinets indkøb af reserver i elsystemet</b> . Det overordnede formål med rapporterne er at videreudvikle markedet for reserver til balancering. Læs mere <a href="#">her</a> .
24. juli 2019	<b>Forordning 2019/943</b> træder delvist i kraft. Forordning 2019/943 er én blandt 8 retsakter under den såkaldte Vinterpakke (Clean Energy Package) fra EU Kommissionen. Forordning 2019/943 indeholder en række bestemmelser, som først får retsvirkning fra 1. januar 2020. Forordning 2019/943 fastsætter bl.a. udvidede markedsregler, der skal <b>sikre fleksibilitet, bedre konkurrence og klare prissignaler</b> for markedsaktørerne. Forordningen fastsætter desuden udvidede rammebetingelser, der skal fremme en bedre udnyttelse af det europæiske transmissionsnet, herunder et krav om at der som minimum skal være 70% kapacitet tilgængelig på overførselsforbindelserne. Forordningen indeholder endvidere tiltag, der skal sikre et tilstrækkeligt niveau af produktionskapacitet på tværs af EU, og bestemmelser til at styrke det regionale samarbejde af transmissionssystemoperatører i såkaldte regionale koordinationscentre. Læs mere <a href="#">her</a> .

- 6. september 2019** Cobra-kablet mellem Holland og Vestdanmark åbner og tilføjer 700 MW transmissionskapacitet til den danske handel med udlandet.
- 11. oktober 2019** Forsyningstilsynet udpeger European Market Coupling Operator (EMCO) som **NEMO** i de danske budområder, DK1 og DK2. EMCO er dermed ansvarlig for drift af day-ahead og intraday markederne i Danmark og sørge for, at Danmark er med i den europæiske markedskobling. EMCO er desuden forpligtet til at lave clearing og settlement, offentliggøre markedsresultaterne samt samarbejde med Energinet. Læs mere [her](#).
- 17. oktober 2019** Forsyningstilsynet godkender en ændring til Energinets udbudsbetingelser for **indkøb af erstatningskapacitet** af frekvensgenoprettelsesreserver med manuel aktivering (**mFRR**) i **Østdanmark** ved udetid på kontraherede anlæg. Læs mere [her](#).
- 4. november 2019** ACER træffer beslutning om **harmoniserede tildelingsregler** i EU. De harmoniserede tildelingsregler er en del af regelsættet, som understøtter markedet for langsigtede transmissionsrettigheder. Læs mere [her](#).
- 5. november 2019** ACER træffer beslutning om metoden for **langsigtet kapacitetsberegning** i kapacitetsberegningsregion Norden. Metoden betyder, at beregningen af transmissionskapacitet for tidsrammerne ét år før og én måned før levering overgår til den flowbaserede metode. Metoden skal være med til at sikre en optimal udnyttelse af transmissionskapaciteten, samtidigt med at forsyningsikkerheden sikres. Metoden er samtidigt en del af regelsættet, som understøtter markedet for langsigtede transmissionsrettigheder. Læs mere [her](#).
- 12. november 2019** Forsyningstilsynet samt de regulerende myndigheder i Sverige, Tyskland, Polen og Holland (CCR Hansa) godkender TSO'ernes ændringsforslag til regionalt annek for **harmoniserede tildelingsregler** i regionen. Ændringsforslaget muliggør, at TSO'erne kan sælge langsigtede transmissionsrettigheder på Cobra-kablet mellem Danmark og Holland. Læs mere [her](#).
- 3. december 2019** Forsyningstilsynet afholder i samarbejde med **de andre nordiske energiregulatorer** et interessentmøde om **kapacitet på grænserne i engrosenergimarkederne**. På mødet diskuteres specifikt de begrænsninger i handelskapacitet, som er forårsaget af Vestkystsnittet i Sverige. Der er tale om det 3. møde i rækken. Læs mere [her](#).
- 19. december 2019** Den svenske energiregulator, **Energimarknadsinspektionen**, træffer afgørelse om godkendelse af anmodning fra den svenske TSO, Svenska Kraftnät, om **fritagelse fra kravet i forordning 2019/943** om minimum 70%'s tilgængelig kapacitet på overførselsforbindelserne. Læs mere [her](#).
- 20. december 2019** Forsyningstilsynet **skærper overvågningen** af markedet for køb af automatiske frekvensgenoprettelsesreserver (**aFRR**) i **Vestdanmark**. Læs mere [her](#).
- 20. december 2019** Forsyningstilsynet **godkender implicit tabshåndtering på forbindelsen til Norge fra Vestdanmark**. Dette betyder, at nettab indkøbes implicit i day-ahead auktionen, og at der ikke længere vil overføres strøm, hvis prisforskellen mellem Danmark og Norge er lavere end tabet på kablerne. Læs mere [her](#).
- 24. januar 2020** ACER træffer beslutninger om rammerne for **kommende markedsplatforme** for henholdsvis automatisk og manuelt aktiverede frekvensgenoprettelsesreserver (**aFRR** og **mFRR**). Platformene skal oprettes af transmissionssystemoperatørerne i EU i fællesskab, i Danmark Energinet. ACER træffer desuden beslutning om en metode for **prissætning af balanceringsenergi**. Læs mere [her](#).
- 18. februar 2020** Forsyningstilsynet og **de andre nordiske energiregulatorer** afviser tre indbyrdes sammenhængende forslag fra de nordiske transmissionssystemoperatører om **et nordisk kapacitetsmarked** for frekvensgenoprettelsesreserver med automatisk aktivering (**aFRR**), hvorefter forslagene overgår til beslutning hos **ACER**. Læs mere [her](#).
- 1. april 2020** Forsyningstilsynet forlænger den **skærpede overvågning** af det vestdanske marked for frekvensgenoprettelsesreserver med automatisk aktivering (**aFRR**) til og med 3. kvartal 2020. Læs mere [her](#).

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



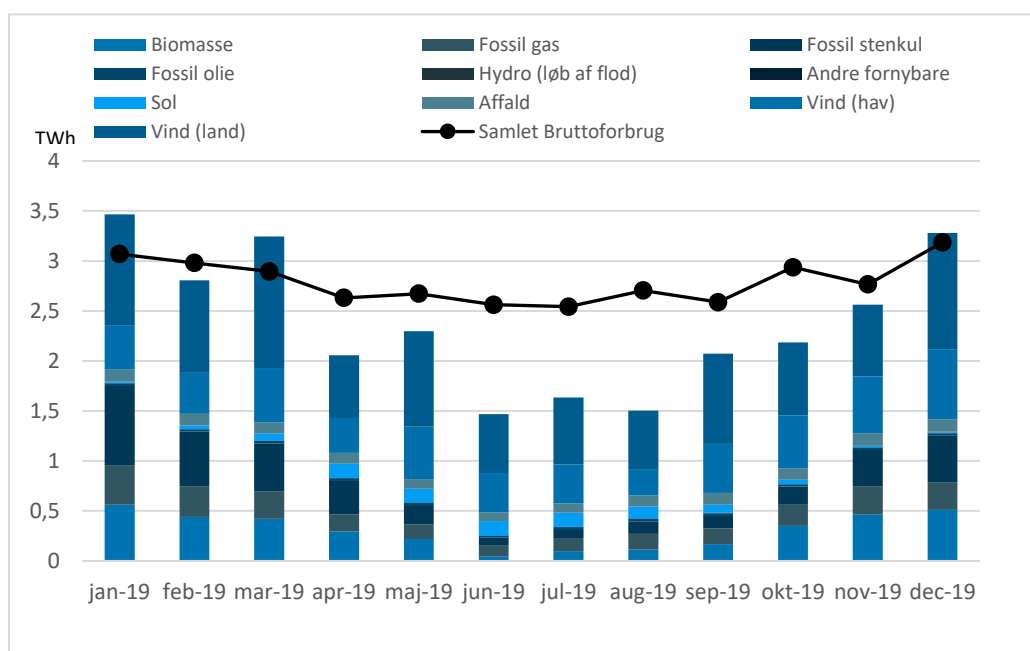
## PRODUKTION OG FORBRUG

### PRODUKTION

Elproduktionen i Danmark var på 28,6 TWh i 2019, hvilket er et svagt fald (1 pct.) i forhold til 2018. De fire største produktionskilder i 2019 var vind (hav og land) på 56 pct., fossil stenkul på 13 pct., biomasse på 13 pct. og gas på 9 pct. Produktionen af el fra vind er steget en del (9 procentpoint) i forhold til 2018, hvorimod fossil stenkul er faldet tilsvarende (9 procentpoint) i forhold til 2018.

Den danske produktionssammensætning er under forandring. Vindproduktionsandelen var på 12 pct. i år 2000, mens den var på 56 pct. i 2019. Kraftvarmeværkerne ombygges fra at benytte kul og gas som brændsel til i større grad at benytte biomasse. Transformationen udfaser hovedsageligt kul og gas som produktionskilder, mens vind og biomasse tager over. I 2016 var produktionsandelene på biomasse 2 pct., mens fossilt stenkul og gas udgjorde henholdsvis 33 pct. og 15 pct.

FIGUR 1 | PRODUKTION OG FORBRUG FOR 2019



Kilde: ENTSO-E Transparency Platform

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

Produktionen er generelt højere om vinteren, hvor kraftvarmeværkerne kører, end om sommeren. Den samlede produktion henover sommeren 2019 fra maj til og med september var på 8,9 TWh, hvilket er meget højere (45 pct.) end i 2018<sup>3</sup>. Den relativt koldere sommer har medført, at kraftvarmeværkerne har opretholdt produktionen af fjernvarme i længere tid end normalt og dermed også produktionen af elektricitet.

<sup>3</sup> 2018 havde den laveste sommerproduktion siden år 2000.

Januar var måneden med den højeste produktion på 3,46 TWh, mens juni havde den laveste på 1,46 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 varme falder markant ved omtrent 17 grader, 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 efteråret<sup>4</sup>. 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. Figur 1 indeholder detaljeret information omkring produktionen af el med forskellige teknologier gennem 2019.

## **FORBRUG**

Det danske elforbrug var på 33,53 TWh i 2019, hvilket er på niveau med forbruget de seneste 8 år. De største forbrugskategorier i 2019 er serviceerhverv, handel og offentlige foretagende på 29 pct., boliger på 25 pct., industri på 14 pct., samt landbrug og gartneri på 6 pct.

Elforbruget er normalt lidt 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 f.eks. cirkulationspumper og i kraftvarmeværker til f.eks. store industrielle varmepumper. Det største månedlige forbrug i 2019 var i december (3,18 TWh), mens det laveste var i juli (2,54 TWh). Fordelingen af forbruget over året fremgår af figur 1.

Det samlede nordiske elforbrug var i 2019 på 387 TWh, hvilket er et lille fald (1,5 pct.) i forhold til forbruget i 2018.

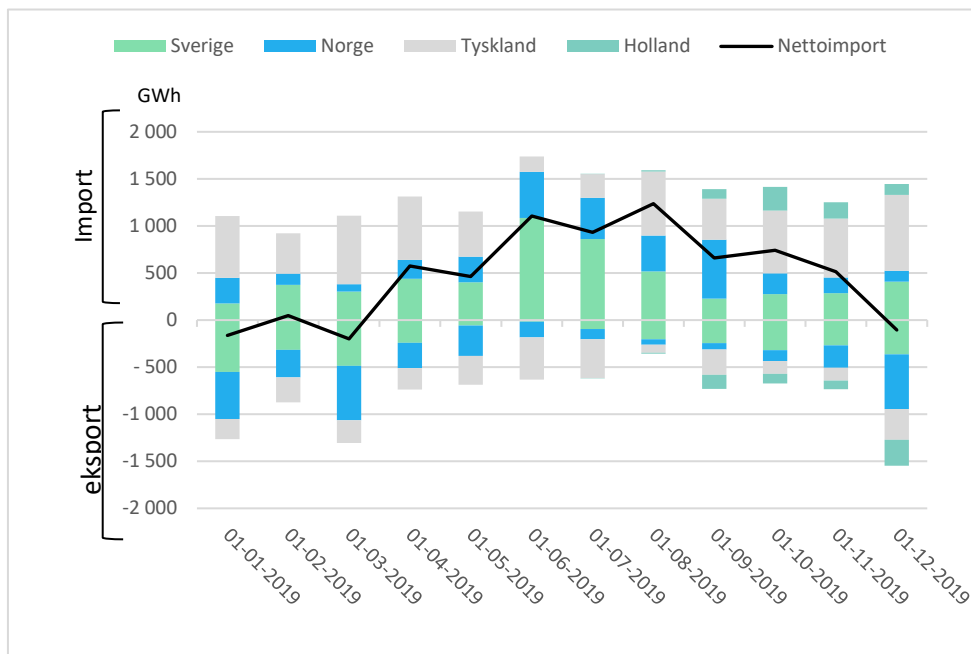
## **IMPORT OG EKSPORT**

Den danske nettoimport var i 2019 på 5,8 TWh, hvilket er en stigning (12 pct.) i forhold til nettoimporten i 2018, som var på 5,2 TWh. Danmark har siden 2011 været nettoimportør. Den større nettoimport skyldes bl.a., at den tyske TSO, TenneT, i højere grad end tidligere har nedreguleret dansk elproduktion til fordel for produktion i Tyskland, pga. udfordringer i det tyske net. Se afsnit om DK1-DE forbindelsen. En anden årsag er, at elproduktionen med gas i Tyskland har været relativt billigere i forhold til de seneste år og dermed mere konkurrencedygtig. Dette beskrives nærmere i afsnittet om prisforklarende faktorer.

Danmark er et transitland for handlen med el imellem Norden og Kontinentet. Det betyder, at den danske import er påvirket af, hvorvidt de svenske og norske vandreservoarer er fyldte og af omkostningerne ved Centraleuropas termiske produktion. Danmark vil primært importere fra Norden, hvis vandreservoarerne er fyldte, og i højere grad importere fra Tyskland, hvis vandresourcerne i Norden er knappe.

---

FIGUR 2 | IMPORT OG EKSPORT FOR 2019



Kilde: Energistyrelsen og Energinet

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

Danmark importerede mest fra Tyskland med i alt 6,6 TWh, hvorimod Danmark eksporterede mest til Norge med i alt 3,3 TWh i 2019. Til sammenligning eksporterede og importerede Danmark mest til og fra Tyskland i 2018. Importen fra Tyskland er steget (14 pct.), mens eksporten er faldet markant (32 pct.) i forhold til 2018.

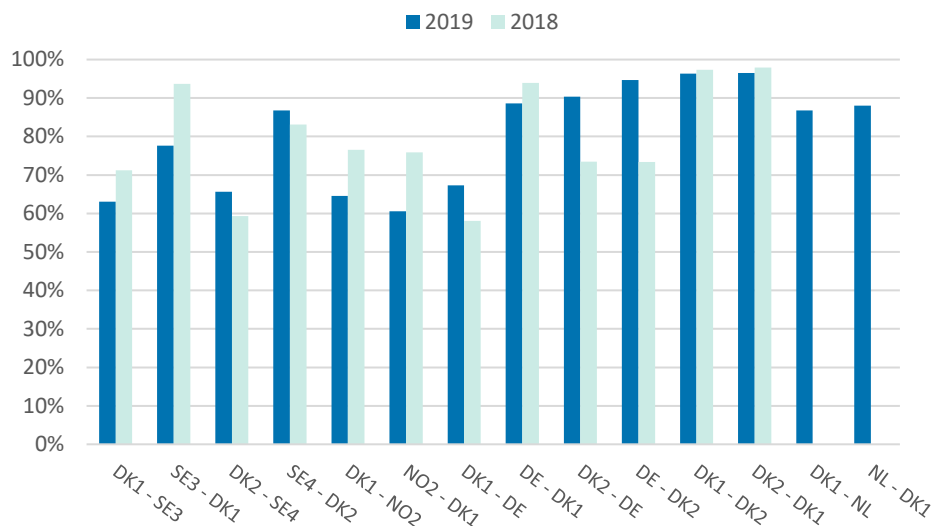
Importen fra Sverige og Norge udgjorde 55 pct. af den samlede import i 2019, hvilket er et fald i forhold 2018. Dette skyldes bl.a., at der har været en lavere tilgængelig importkapacitet på Skagerrak-kablet fra Norge.

Cobra-kablet fra Vestdanmark til Holland på 700 MW åbnede i september, og vil fremover også have en stor betydning for importen og eksporten af el i Danmark.

## TRANSMISSION

Danmarks udlandsforbindelser har i gennemsnit haft en tilgængelig eksportkapacitet på 73 pct. i 2019. Importkapaciteten var i gennemsnit på 83 pct. De sammenlignelige tal var i 2018 på henholdsvis 68 pct. og 84 pct. Den samlede tilgængelige handelskapacitet er dermed steget for eksport og faldet for import i 2019 i forhold til 2018. Med den nye kapacitet på Cobra-kablet er både import- og eksportkapaciteten steget i forhold til 2018.

**FIGUR 3 | TILGÆNGELIG HANDELSKAPACITET SOM PROCENT AF DEN NOMINELLE TRANSMISSIONSSKAPACITET FOR 2019**



Kilde: Energinet og Nord Pool

Note: Figuren viser den gennemsnitlige tilgængelige handelskapacitet som procentandel af den nominelt tilgængelige kapacitet for de angivne forbindelser.

Den indenlandske Storebæltsforbindelse har haft tilgængelig handelskapacitet på 96 pct. i begge retninger i forhold til den nominelle transmissionskapacitet. Udlandsforbindelsen mellem Østdanmark og Tyskland har haft en tilgængelig handelskapacitet på 90 pct. i eksportretningen, og importretningen har været på 95 pct. De resterende udlandsforbindelser har haft en tilgængelig handelskapacitet i eksportretningen på mellem 63 og 67 pct., mens importretningen har været imellem 60 og 88 pct. i 2019. Handelskapaciteten var lavere mellem Vestdanmark og Norge og Sverige i 2019 i forhold til 2018. Til gengæld var handelskapaciteten mod Tyskland højere for begge de danske budområder. Cobra-forbindelsen har haft en tilgængelig handelskapacitet i eksport- og importretningen på 87 pct. i 2019. Den tilgængelige handelskapacitet for alle udenlandsforbindelser fremgår af figur 3.

Udviklingen i handelskapaciteten uddybes for hver enkelt udlandsforbindelse i de følgende afsnit.

#### **DANMARK-TYSKLAND FORBINDELSERNE**

Handelskapaciteten fra Vestdanmark til Tyskland er steget fra gennemsnitligt 195 MW i 2016 (11 pct.) til 1200 MW i 2019 (68 pct.). Det er i overensstemmelse med den fælles erklæring mellem Klima-, Energi- og Forsyningsministeriet (KEFM) og Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) og henholdsvis dansk og tysk regulator. Erklæringen blev indgået den 14. juni 2017.

Ifølge erklæringen skulle minimumskapaciteten i 2018 være på 700 MW, derefter 900 MW til 1. april 2019 og 1.000 MW fra 1. april 2019. Erklæringen ophører ved udgangen af 2020. Forsyningstilsynet overvåger løbende implementeringen af erklæringen, herunder om minimumskapaciteten overholdes.

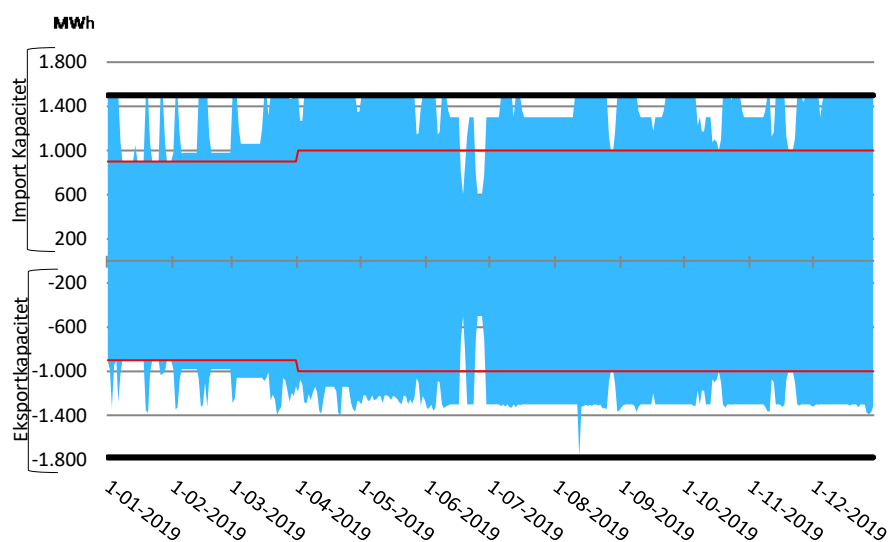
Forsyningstilsynet har i 2019, sammen med den tyske regulator, Bundesnetzagentur, vurderet Energinets og TenneT's monitoreringsrapport for kalenderåret 2018 vedrørende overholdelse af erklæringen om minimumkapacitet mellem DK1 og Tyskland. Forsyningstilsynet og Bundesnetzagentur er enige om, at TSO'ernes afrapportering og overholdelse af erklæringen er tilfredsstillende. Forsyningstilsynet og Bundesnetzagentur anmoder i vurderingen desuden Energinet og TenneT om at besvare en række spørgsmål i monitoreringsrapporten for 2020, bl.a.:

- Ønske om beskrivelse af virkningen af netudviklingen på den forventede evne til at transportere fysisk el ved DK1-DE-grænsen.
- Ønske om angivelse af, hvordan specialregulering vil blive leveret i lyset af kommende europæiske balanceringsplatforme / fremtidig model for modhandel.

TSO'ernes rapport kan tilgås her [her](#). Regulatorernes vurdering kan tilgås her [her](#).

Forsyningstilsynet kan desuden konkludere, at den minimale tilgængelige handelskapacitet pr. time er blevet overholdt i hele 2019<sup>5</sup>, jf. figur 4.

FIGUR 4 | TILGÆNGELIG HANDELSKAPACITET PÅ DK1-DE FOR 2019



Kilde: Energinet

Note: Udvikling i den gennemsnitlige daglig tilgængelige handelskapacitet mellem DK1 og DE. De røde linjer angiver erklæringens minimumskapaciteter. De sorte vandrette streger angiver den respektive maksimale og minimale nominelle transmissionskapacitet

<sup>5</sup> Der har været tilfælde under minimumskapaciteten i 2019, men der er, i overensstemmelse med erklæringen, tale om en undtagelse, når det angår vedligehold af forbindelsen.

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

Kommissionens bekymringer, om hvorvidt TenneT diskriminerede ikke-tyske elproducenter, blev adresseret, hvorved TenneT tilbød 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 fra juni 2019.
- 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.

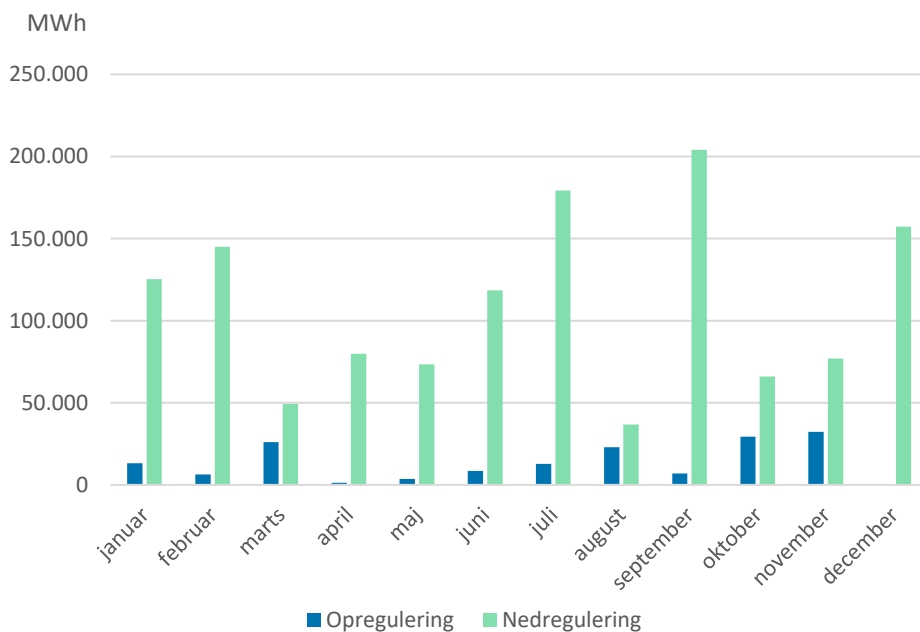
Minimumskapaciteten på 1.300 MW blev overholdt i de fleste timer i anden halvdel af 2019, jf. figur 4. Der er udnævnt en opmand til at sikre overholdelse af TenneTs forpligtelser i forhold til kapacitet.

Handelskapaciteten fra Østdanmark til Tyskland var på 90 pct. i 2019. Handelskapaciteten i den modsatte retning var på 95 pct. af den nominelle kapacitet.

## HANDELSKAPACITET I FORHOLD TIL FYSISK KAPACITET

Den fysiske kapacitet til Tyskland er fortsat lav. Når TenneT stiller handelskapacitet til rådighed for markedet, og denne kapacitet ikke eksisterer fysisk, bliver TenneT nødt til at nedregulere elproduktion i Vestdanmark (DK1) eller Nordtyskland. Det sker gennem køb af specialregulering i markedet for manuelle reserver i DK1. TenneT betaler for, at danske producenter sænker deres produktion, og det sikrer, at der fysisk flyder mindre el fra DK1 til Tyskland. I 2019 blev der indkøbt i alt 1,3 TWh specialnedregulering i DK1. Dette inkluderer også Energinets og andre nordiske TSO'ers indkøb, men langt størstedelen blev købt af TenneT. Specialnedregulering sænkede således den samlede danske elproduktion med knap 5 pct. og udgjorde 23 pct. af den samlede danske nettoimport af el i 2019. Fordelingen af den samlede specialregulering over månederne kan ses i figur 5.

FIGUR 5 | VOLUMEN FOR SPECIALREGULERING DK1, 2019



Kilde: NordPool

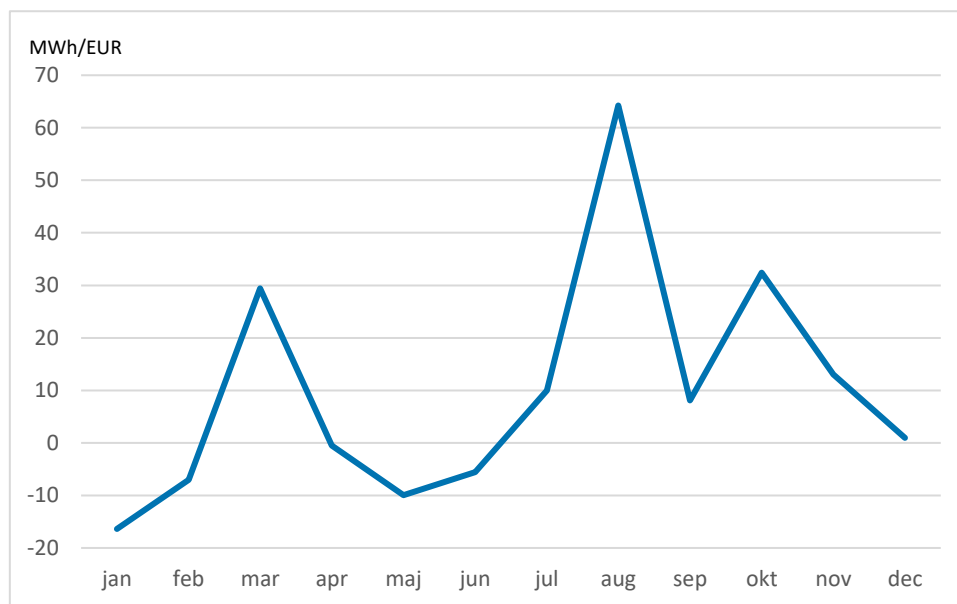
Note: Figuren viser gennemsnitlig månedlig specialreguleringens volumen i DK1.

Priserne på specialregulering følger udbud og efterspørgsel og fluktuerede kraftigt i 2019. Den dyreste måned havde en gennemsnitspris på -16 EUR/MWh og den billigste havde en gennemsnitspris på +65 EUR/MWh. En pris på -16 EUR/MWh betyder, at TSO'en betaler 16 EUR for at stoppe produktionen af én MWh, mens en pris på 65 EUR/MWh betyder, at producenten betaler 65 EUR til TSO'en for at stoppe produktionen af én MWh. Der er typisk brug for meget nedregulering, når vinden blæser, og der er stor produktion fra vindmøller i både Danmark og Tyskland.

Når en producent bliver nedreguleret sparer de omkostningerne til produktion, f.eks. til indkøb af kul, biomasse eller gas. Disse produktionsenheder vil derfor betale for at blive nedreguleret,

og det resulterer i en positiv pris. Til gengæld har vindmøller meget lave marginalomkostninger til produktion, og nedregulering af vindmøller vil derfor forårsage en lav eller negativ nedreguleringspris. Månedsgennemsnit for prisen på specialregulering fremgår af figur 6.

FIGUR 6 | GENNEMSNITSPRISER PÅ SPECIALREGULERING I DK1, 2019



Kilde: Energinet kvartalsvise rapport til Forsyningstilsynet vedr. erklæringen om DK1-DE handelskapacitet.

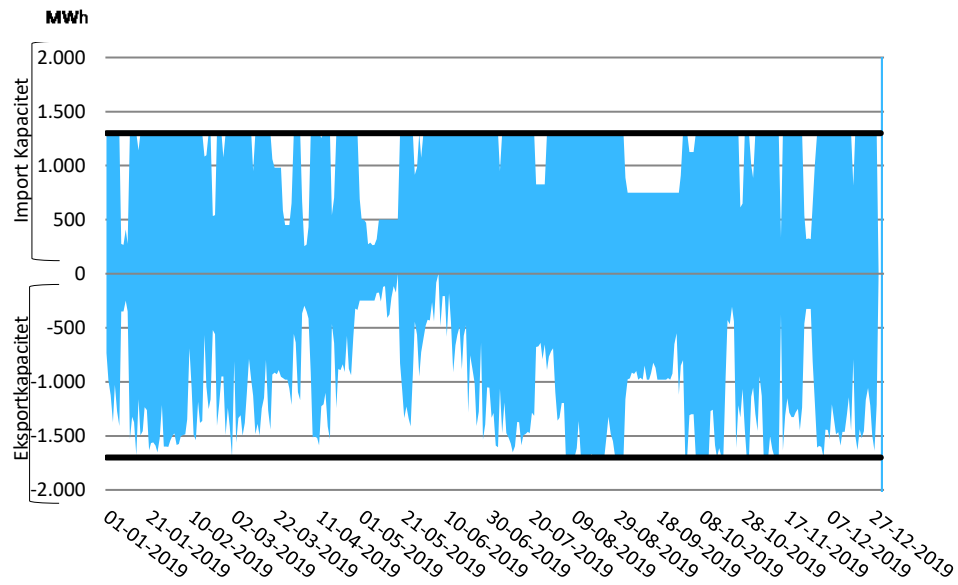
#### DANMARK-SVERIGE FORBINDELSERNE

Handelskapaciteten fra Vestdanmark til Sverige er faldet fra 71 pct. til 63 pct. fra 2018 til 2019. I den modsatte retning er handelskapaciteten faldet fra 93 pct. til 77 pct. Faldet skyldes blandt andet, at der var flere uger med planlagt nedetid på forbindelsen mellem april og maj i 2019.

Handelskapaciteten fra Østdanmark til Sverige er steget til 66 pct. i 2019 fra 59 pct. i 2018. I den modsatte retning er handelskapaciteten steget til 87 pct. fra 83 pct. Fremgangen skyldes mindre planlagt nedetid på forbindelsen. Udviklingen i handelskapaciteten med Sverige i 2019 kan ses i figur 7 og 8.



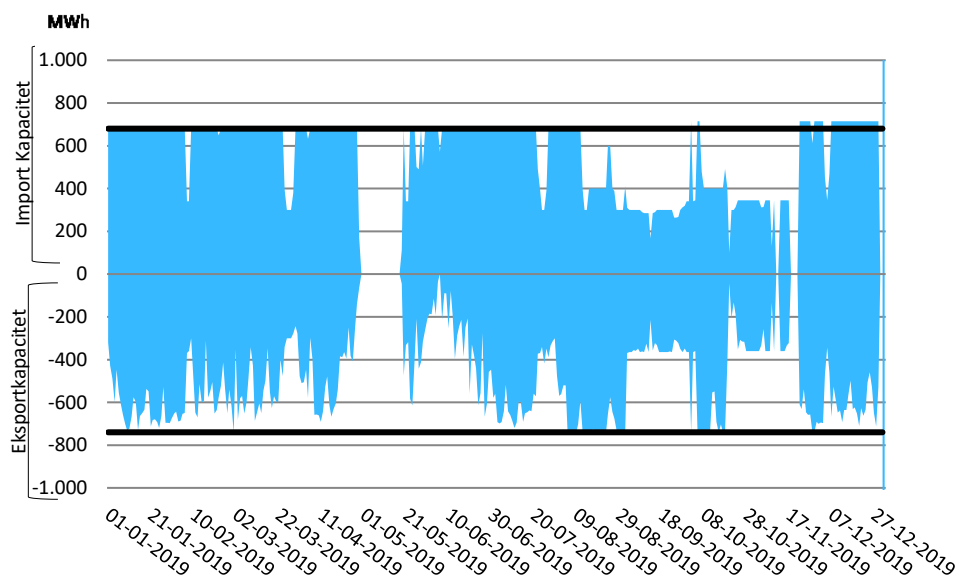
FIGUR 7 | TILGÆNGELIG HANDELSKAPACITET PÅ FORBINDELSEN DK2-SE4 I 2019



Kilde: Energinet

Note: Udvikling i den gennemsnitlige daglig tilgængelige handelskapacitet mellem DK2 og SE4.

FIGUR 8 | TILGÆNGELIG HANDELSKAPACITET PÅ FORBINDELSEN DK1-SE3 I 2019



Kilde: Energinet

Note: Udvikling i den gennemsnitlige daglig tilgængelige handelskapacitet mellem DK1 og SE4.

NordREG har afholdt interessentmøder den 25. oktober 2018, den 12. juni 2019 og den 3. december 2019 i samarbejde med de Nordiske TSO'er. NordREG er sammenslutningen af regulatorerne fra Danmark, Sverige, Norge, Finland og Island. Formålet med møderne er at etablere en fælles nordisk overvågning og sikre øget transparens om anvendelsen af transmissionskapaciteterne mellem de nordiske budområder.

På mødet den 12. juni blev udfordringerne i det svenske net drøftet. Den svenske TSO, Svenska Kraftnät, meddelte, at de vil tage tiltag for at mindske Vestkystnättets påvirkning af forbindelserne til og fra Sverige. De vil bl.a. tage større risiko og anvende mere modhandel. Vestkystnättet er en flaskehals inde i Vestsverige, som påvirker den fysiske kapacitet over for både Danmark, Norge, Tyskland, Polen og Litauen.

Med den nye el-markedsforordning 2019/943 af 4. juli indføres pr. 1 januar 2020 et minimumskrav på 70 pct. for grænseoverskridende handelskapacitet. Forordningen giver mulighed for, at der kan dispenseres for minimumskravet, såfremt der opnås godkendelse hos den nationalt regulerende myndighed. Se boks 2.

Forsyningstilsynet vurderer, at Kommissionens konkurrenceretlige afgørelse fra 2010 i forhold til Svenska Kraftnät reelt er ophævet efter sit indhold, som følge af den juridiske virkning af forordning 2019/943 fra 1. januar 2020, selv om afgørelsen formelt først udløb(er) den 19. april 2020. Dette ses ved, at Svenska Kraftnät ikke har søgt at få forlænget den konkurrenceretlige afgørelse for en flerårig periode, inkl. afgørelsens undtagelse for Vestkystkorridoren. Svenska Kraftnät har i stedet måtte søge om en undtagelse for 70 pct.-kravet efter forordningens artikel 16, og en sådan undtagelse kan alene tilstås for 1 år ad gangen.

Svenska Kraftnät søgte om en 1-årig undtagelse fra minimumskravet den 25. november 2019, og den blev godkendt af den svenske regulator Energimarknadsinspektionen ("Ei"). I Ei's afgørelse om godkendelse af dispensationen fremgår krav om, at Svenska Kraftnät skal gøre rede for årsager til eventuelt manglende opfyldelse af minimumskravet på 70 pct. Specifikt skal Svenska Kraftnät senest 5 dage efter en sådan hændelse indsende en redegørelse om følgende:

- årsager til den aktuelt manglende opfyldelse af 70 pct.-kravet,
- hvilken kapacitet, der i stedet blev stillet til rådighed for day-ahead- respektive intraday-tidsrammen,
- mulighederne for at afbøde, at den grænseoverskridende kapacitet aktuelt kom under de 70 pct., og
- volumen, der aktuelt kunne være gjort tilgængelige for modhandel eller belastningsomfordeling, opgjort som MW pr. budområde for de respektive timer, hvor kapaciteten på en interconnector var begrænset.

NordREG planlægger at afholde et interessentmøde i løbet af 2020, som opfølgning på møderne i 2019. Interessentmøderne skal bl.a. bidrage til, at Svenska Kraftnät informerer interessenterne om den tilgængelige kapacitet og begrænsningerne heri på en gennemsigtig måde. Forsyningstilsynet har desuden månedlige møder med Ei om udviklingen i tilgængelig kapacitet på de dansk-svenske grænser.

---

## BOKS 2 | KAPACITETSBEGRÆNSNINGER PÅ DE DANSKE-SVENSKE BUDOMRÅDE-GRÆNSER OG EU-REGLER

Den nye el-markedsforordning 2019/943 (forordningen) blev offentliggjort den 4. juli 2019, idet størsteparten af forordningens bestemmelser dog først finder juridisk anvendelse fra og med den 1. januar 2020.

Forordningens artikel 16 indebærer, at der som minimum skal gives 70 pct. kapacitet til handel:

Forordningens artikel 16 viderefører retsstillingen fra forordning 714/2009, at der i princippet og som hovedregel skal stilles 100 pct. kapacitet til rådighed for grænseoverskridende el-transmission, og at TSO'erne ikke må begrænse kapaciteten på interconnectorer for at afhjælpe kapacitetsbegrænsninger inden for deres eget systemområde.

I forlængelse heraf definerer forordningen, at forpligtelserne til at stille mest mulig kapacitet til rådighed for grænseoverskridende el-transmission, anses for opfyldt, hvis der kan stilles mindst 70 pct. kapacitet til rådighed.

Imidlertid afgrænses den effektive virkning af 70 pct.-kravet væsentligt af adgangen for den enkelte TSO til at søge om og opnå godkendelse hos national regulator til 1-årige undtagelser ad gangen for at opfylde 70 pct.-kravet fuldt ud.

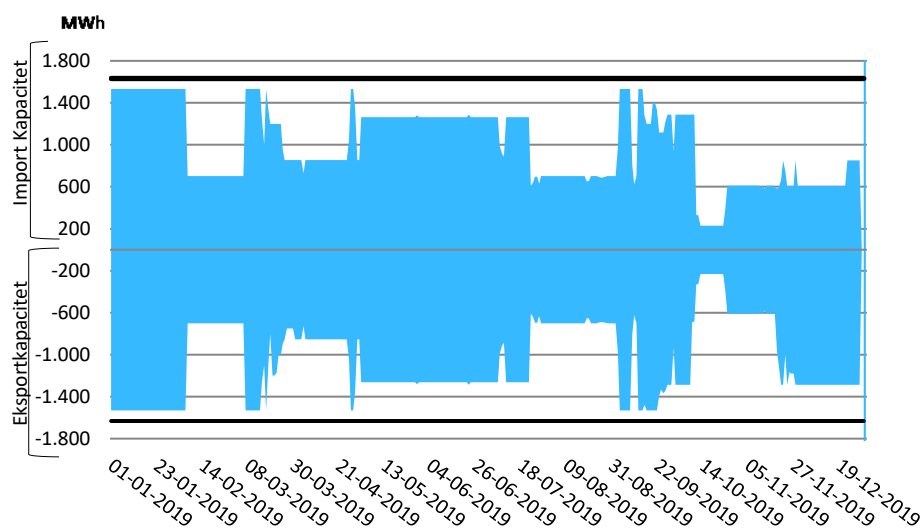
Allerede forud for 2020, som er det første år for 70 pct.-kravets anvendelse, har mange europæiske TSO'er søgt og opnået de nationale regulatorers 1-årige undtagelser for 2020.

---

## DANMARK-NORGE FORBINDELSEN

Der har været væsentlige udfordringer med forbindelsen til Norge i 2019. Problemerne skyldes fejl på landsiden i Danmark, som påvirker den tilgængelige kapacitet på kablerne. Konsekvensen er, at forbindelsens handelskapacitet er faldet til 65 pct. i eksportretningen, hvilket sammenlignet med 2018 er et fald på ca. 15 pct. I importretningen er handelskapacitet faldet til 60 pct., hvilket sammenlignet med 2018 er et fald på ca. 20 pct. Problemet er ikke løst og fortsætter ind i 2020. Udviklingen i handelskapacitet i 2019 kan ses i figur 9.

FIGUR 9 | TILGÆNGELIG HANDELSKAPACITET PÅ FORBINDELSEN DK1-NO2 I 2019



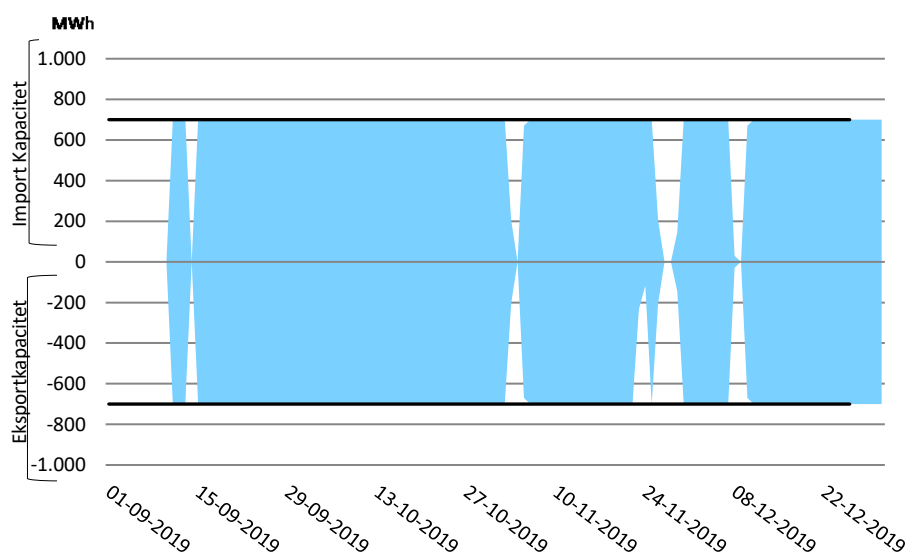
Kilde: Energinet

Note: Udvikling i den gennemsnitlige daglige tilgængelige handelskapacitet mellem DK1 og NO2.

## DANMARK-HOLLAND FORBINDELSEN

Cobra-kablet er den nye forbindelse mellem Danmark og Holland, som åbnede den 6. september 2019. Kablet muliggør for første gang direkte handel med el mellem de to lande. Handelskapaciteten for eksport var gennemsnitligt 87 pct. (612 MW). I importretningen var handelskapaciteten på 88 pct. (621 MW) af den nominelle transmissionskapacitet. Udviklingen i handelskapacitet kan ses i figur 10 for de sidste fire måneder af 2019.

FIGUR 10 | TILGÆNGELIG HANDELSKAPACITET PÅ FORBINDELSEN DK1-NL I 2019



Kilde: Nord Pool

Note: Udvikling i den gennemsnitlige daglige tilgængelige handelskapacitet mellem DK1 og NL.

## HANDEL OG PRISER

### PRISUDVIKLING

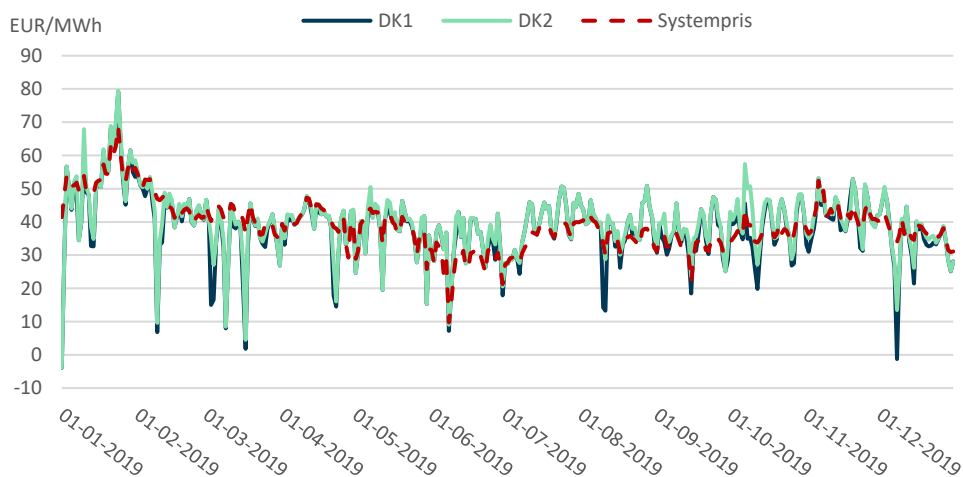
#### PRISER I SPOTMARKEDET

I Danmark handles langt størstedelen af elektriciteten på spotmarkedet, også kaldet day-ahead markedet. Spotmarkedet er dermed det klart vigtigste marked for handel med el. Spotmarkedet er en fælleseuropæisk auktion én gang dagligt, hvor man handler strøm til levering pr. time dagen efter. Transmissionskapacitet mellem lande og budområder anvendes implicit i auktionen og sikrer, at strømmen bliver handlet derhen, hvor der er de højeste priser.

Spotprisen anvendes som en referencepris for de finansielle markeder, som udgangspunkt for regulerkraftprisen i regulerkraftmarkedet (manuelle reserver, mFRR) og i spotpriskontrakter med slutkunderne. Yderligere anvendes spotprisen også som alternativomkostning, når prisen på bud i f.eks. reservemarkederne skal fastsættes.

Den gennemsnitlige timepris i spotmarkedet for DK1 og DK2 var henholdsvis 38,50 og 39,84 EUR/MWh i 2019, hvilket er et fald fra 2018 på 13 pct. i begge områder. Systemprisen var på 38,94 EUR/MWh i 2019. Prisen på den nordiske systempris, er den fiktive spotpris, der ville have forekommet, hvis hele Norden var et budområde. DK1 har generelt lavere priser end DK2 på grund af den relativt store installerede vindmøllekapacitet i DK1, som medvirker til at presse priserne ned, jf. figur 11.

FIGUR 11 | DAGLIG PRISUDVIKLING PÅ SPOTMARKEDERNE I 2019



Kilde: Energinet

Note: Udviklingen i spotprisen for Vestdanmark, Østdanmark og systemprisen.

Negative priser forekom i henholdsvis 132 og 95 timer i DK1 og DK2 i 2019. Til sammenligning var der henholdsvis 51 og 40 timer med negative priser i 2018. Den 2. januar havde DK1 og DK2 de laveste priser i 2019 på -48,29 EUR/MWh.

Negative priser er umiddelbart et udtryk for en markedsanomali, da producenter skal betale for at producere elektricitet. Negative priser kan forekomme på grund af støtteordninger, blokbud fra kraftvarmeværker og samproduktion af elektricitet med fjernvarme. Disse ting gør udbudssiden mindre følsom over for negative priser, da det er dyrere at stoppe værket end at producere til negative priser. Timer med negative priser falder ofte sammen med reduktion af handelskapaciteten, hvilket hindrer eksporten af el baseret på vindenergi, og gør udbuddet relativt større i forhold til efterspørgslen.

Den højeste timepris i 2019 var 109,45 EUR/MWh for både DK1 og DK2 (24. januar 2019). Der har ikke været timer med prisspidser i spotmarkedet i DK1 eller DK2 i henhold til ACER's definition af prisspidser<sup>6</sup>.

Den gennemsnitlige timepris i spotmarkedet var højere i første halvår end i andet halvår af 2019. Gennemsnitsprisen i første halvår var på 39,89 EUR/MWh mod 38,45 EUR/MWh i andet halvår. De højere priser i første halvår er dels forårsaget af, at fyldningsgraden i Norden har været under normalen, og at gas- og kulmarginalen var højere i starten af året. Senere på året er fyldningsgraden forøget, mens gaspriserne er faldet, hvorfor gasmarginalen også er faldet, jf. figur 11. Gasmarginalens betydning uddybes i næste afsnit.

Det danske marked er pristager, da det danske forbrug og produktion er relativt lille i forhold til vores nabolande. Handelskapaciteten med udlandet er samtidigt større end det danske forbrug. Prisen i Danmark afhænger derfor af de omkringliggende markeder. Norden havde samme priser som Danmark (DK1 og DK2) i 22 pct. af timerne, hvilket er meget lavt i forhold til tidligere år. Tyskland havde derimod samme pris som Danmark i 48 pct. af timerne. DK1 alene havde samme pris som Tyskland i 64 pct. af timerne, hvilket er meget højere end de seneste år. DK1 og DK2 havde samme pris i 74 pct. af timerne.

Priserne i Danmark var i 2019 i større grad end normalt påvirket af priserne i Tyskland. Årsagen er, at der var mere tilgængelig handelskapacitet til Tyskland og Holland og mindre tilgængelig handelskapacitet til Norden.

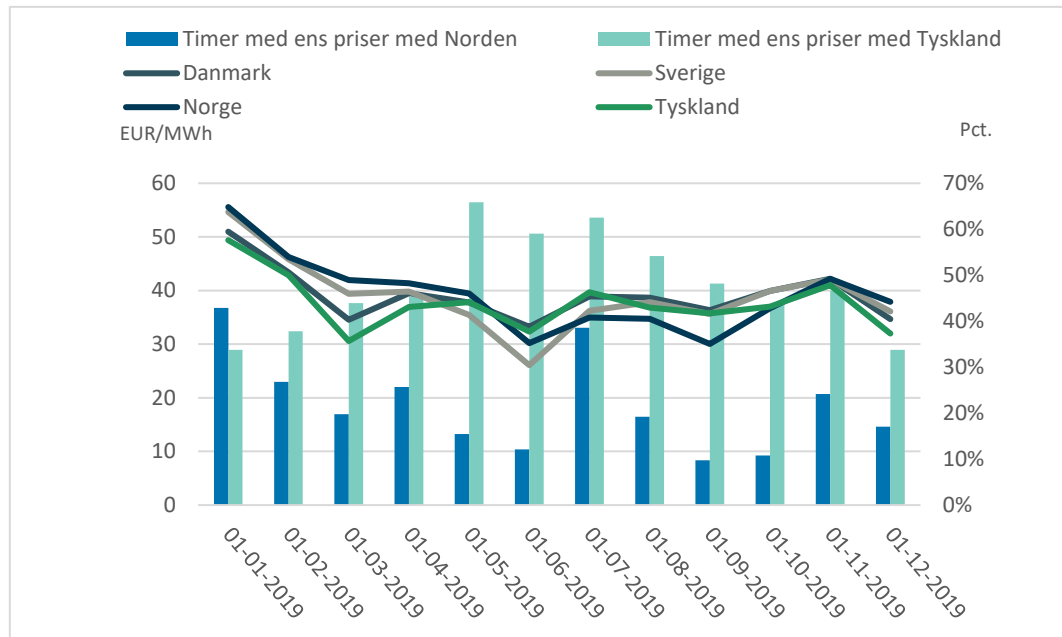
Den tyske produktion er normalt baseret på kul, men eftersom gaspriserne har været historisk lave i 2019, så har elproduktionen været baseret mere på gas end i tidligere år. De danske priser fulgte derfor i større omfang gasmarginalen i 2019 gennem import fra Tyskland.

Den gennemsnitlige spotpris i Norge var på 39,28 EUR/MWh i 2019, i Tyskland på 37,68 EUR/MWh og i Sverige på 38,79 EUR/MWh. Priskonvergens med vores nabolande, som beskrevet ovenfor, kan ses i figur 12.

---

<sup>6</sup> Prisspidserne er beregnet ifølge ACER's definition af selv samme i ACER's Market Monitoring Report 2017, jf. fodnote 32 (side 20). Definitionen er tre gange marginalomkostningen for at producere elektricitet med et gasfyret kraftværk<sup>6</sup> baseret på gaspriser fra den nederlandske gashub TTF. ACER angiver ikke kraftværkets effektivitetsgrad, hvorfor Forsyningstilsynet har anvendt en effektivitetsgrad på 49 pct.

FIGUR 12 | MÅNEDLIGE PRISER PÅ INDEN- OG UDENLANDKSE SPOTMARKEDER OG PRIS-KONVERGENS I 2019



Kilde: Energinet

Note: Ens priser med Norden betyder, at budområderne DK1, DK2, NO2, SE3 og SE4 har samme pris. Ens priser med Tyskland betyder, at DK1, DK2 og DE har samme pris.

#### PRISFORKLARENDE FAKTORER

Priserne på el sættes af udbud og efterspørgsel. Langt det meste af tiden er efterspørgslen pristager i Danmark og udbuddet er prissætter. Udbudspriserne fastsættes på baggrund af producenternes marginalomkostninger, som bliver påvirket af prisen på brændsel og CO<sub>2</sub>-kvoter. Værket, som producerer til de højeste marginalomkostninger en given time, vil være prissættende.

Priserne er også følsomme over for fyldningsgraden af de nordiske vandkraftværkers vandre-servoarer. Fyldningsgraden påvirker udbuddet i høj grad. Derudover er den tilgængelige transmissionskapacitet en vigtig faktor for prisdannelsen i Danmark.

På udbudssiden er der i Danmark syv forskellige balanceansvarlige aktører med rådighed over produktionskapacitet (2017). 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 (2017). Koncentrationen af de balanceansvarlige aktørers rådighed over installerede produktionskapacitet i Danmark er beregnet til et HHI<sup>7</sup> på 3.388 (2017), dvs. at der er tale om en relativ koncentreret udbudsside.

#### *GAS- OG KULMARGINALER*

Gas- og kulmarginalen indikerer marginalomkostningen for at producere elektricitet baseret på gas eller kul, hvor der også er taget højde for omkostningen af CO<sub>2</sub>-udledningen. Udledningen for gas er 0,184 ton/MWh og 0,342 ton/MWh for kul. Den samlede omkostning divideres med kraftværkets udnyttelsesgrad. Udnyttelsesgraden er antaget til 49 pct. for gas og 38 pct. for kul.

Gasmarginalen er i løbet af 2019 faldet markant (35 pct.) fra 55,9 EUR/MWh til 36,5 EUR/MWh. Den lave gasmarginal har i høj grad været drevet af en stigning i importen af flydende naturgas (Liquified Natural Gas, LNG), hvilket har påvirket udbuddet af gas og ført til faldende gaspriser (40 pct.). Modsat har CO<sub>2</sub>-kvotepriserne store stigning (56 pct.) medvirket til at dæmpe gasmarginalens fald. Se markedsrapporten for engrosmarkedet for gas for 2019 for at få en nærmere forklaring af gasprisens udvikling.

Kulmarginalen er i løbet af 2019 faldet lidt (10 pct.) fra 53,0 EUR/MWh i 2018 til 47,5 EUR/MWh. Faldet i kulmarginalen er drevet af en lavere efterspørgsel efter kul, som har forårsaget et væsentligt fald i kulpriserne (20 pct.). Modsat har stigningen i CO<sub>2</sub>-kvotepriserne lagt en dæmper på kulmarginalens fald.

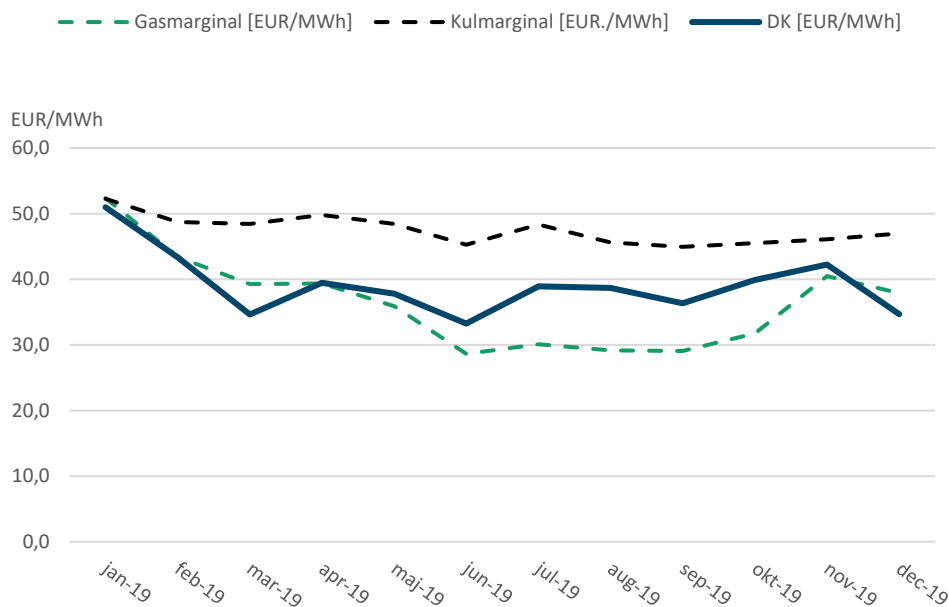
Gas- og kulmarginalen giver sammenholdt med spotprisen en indikation af, hvorvidt henholdsvis et kul- eller gaskraftværk har været prissættende. Er gas- og kulmarginalen under spotpriserne, er det et udtryk for, at den dyreste af de to har været prissættende. Er det kun kulmarginalen, som er under spotprisen,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

Gasmarginalen har ligget under spotprisen for Danmark på månedsbasis i flere måneder end kulmarginalen. Det indikerer, at priserne i Danmark har været mere påvirket af gasmarginalen end kulmarginalen i 2019, jf. figur 13.

---

<sup>7</sup> Herfindahl-Hirschman Indeks

FIGUR 13 | UDVIKLING I KUL- OG GASMARGINALERNE I 2019



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

Note: Følgende formler er benyttet til udregning af hhv. kul- og gasmarginal.

Kulmarginal [EUR/MWh] = (Kulpris [EUR/MWh] + CO<sub>2</sub>-kvotepris [EUR/ton] \* 0,342 ton/MWh) / 0,38. Gas marginal [EUR/MWh] = (Gaspris [EUR/MWh] + 0,18409 \* CO<sub>2</sub>-kvotepris [EUR/ton]) / 0,4913

#### FYLDNINGSGRAD AF NORDISKE VANDRESSERVOIRER

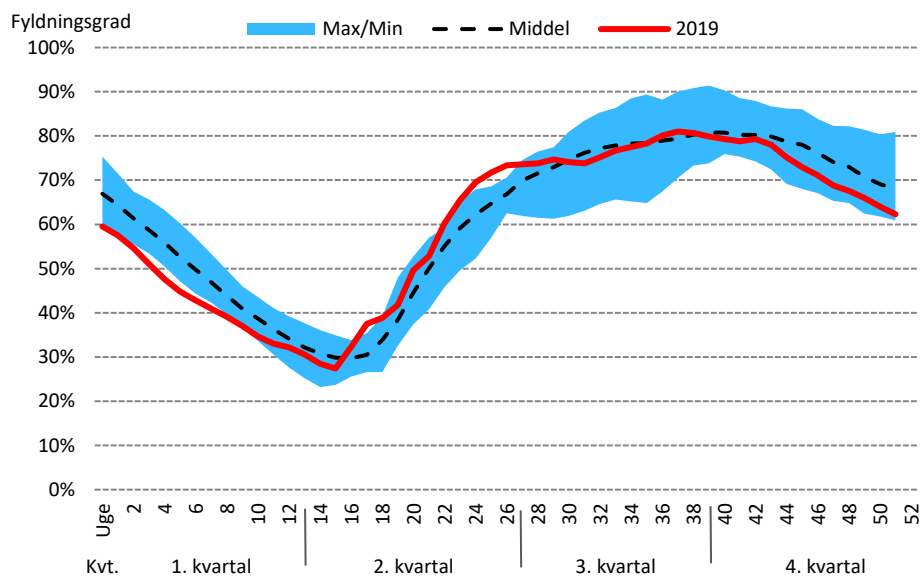
Fyldningsgraden i de nordiske vandreservoarer har i 2019 i gennemsnit ligget på samme niveau, som den gennemsnitlige fyldningsgrad i forhold til de forrige fem år.

Fyldningsgraden lå meget lavt i starten og slutningen af året i forhold til det normale niveau. Midt på året lå fyldningsgraden op til 6 pct. over det normale niveau. En lav fyldningsgrad i de nordiske vandreservoarer betyder, at udbuddet af elektricitet fra Sverige og særlig Norge<sup>8</sup> har været mindre end normalt, hvorimod en høj fyldningsgrad betyder, at udbuddet har været højere end normalt.

Fyldningsgraden har med dens påvirkning af udbuddet en stor indflydelse på spotpriserne i Norden. Er vandreservoiret ikke fyldt, vil vandkraftværket sælge sin produktion til priser lige under gas- eller kulmarginalen. Er vandreservoiret derimod helt fyldt, vil nye vandtilføjelser til reservoiret løbe over reservoirets kanter og være spildt. I disse tilfælde vil vandkraftværket byde sin produktion ind i markedet til en pris omkring 0 EUR/MWh.

<sup>8</sup> 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.

FIGUR 14 | FYLDNINGSGRAD AF DE NORDISKE VANDRESERVOIRER I 2019



Kilde: Nord Pool

Note: Fyldningsgrad i vandmagasinerne i Norge, Sverige og Finland. Værdierne minimum, maksimum og middel er for perioden 2014 - 2018. Data er på ugebasis og opgjort i procent af det maksimale fyldningsniveau af de nordiske vandreservoarer.

## PRISER I INTRADAY-MARKEDET

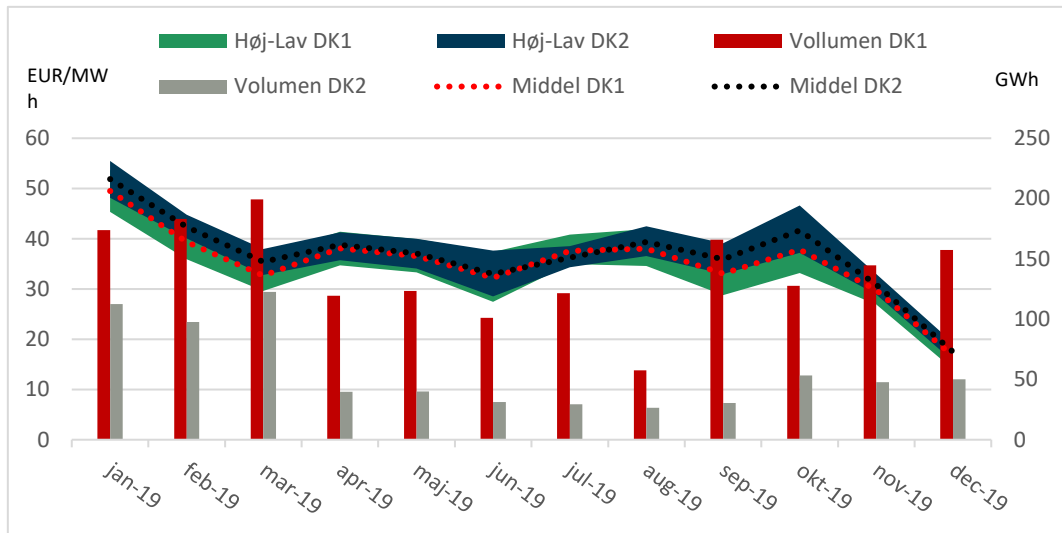
I Danmark handles ca. 6 pct. af elektriciteten på det fælles-europæiske intraday-marked Xbid<sup>9</sup>. Intraday markedet er kontinuert<sup>10</sup> og handler foretages som pay-as-bid i modsætning til day-ahead markedet, som har én fælles pris. Intraday-markedet anvendes til at justere forbrugs- og produktionsplaner med hensyn til bl.a. at genskabe balance i porteføljerne. Det betyder, at prisen i intraday-markedet for hver enkelt time vil starte på spotprisen og derefter bevæge sig op eller ned, hvis der er uforudsete hændelser i løbet af handelsvinduet. Den årlige gennemsnitspris for intraday-markedet i DK1 var 35,1 EUR/MWh i 2019. I DK2 var den på 36,7 EUR/MWh. Intraday-markedets gennemsnitlige priser er lavere i 2019 i forhold til 2018, som var på henholdsvis 40,4 EUR/MWh og 41,9 EUR/MWh.

Der er en tendens til, at den handlede volumen er lav i sommerperioden. Dette går hånd i hånd med, at produktionen i DK1 og DK2 er lavest i samme periode. Dog har volumen for DK2 været bemærkelsesværdig lav fra og med april måned og året ud, jf. figur 15.

<sup>9</sup> Dette er en approksimation, da der ikke korrigeres for mængden import og eksport.

<sup>10</sup> ACER har truffet afgørelse om fælleseuropæisk indførelse af intraday-auktioner, men disse findes i 2019 og 2020 endnu ikke i Danmark.

**FIGUR 15 | HØJ-LAV, GENNEMSNITSPRIS OG HANDELT VOLUMEN PÅ INTRADAY-MARKEDET FOR 2019**



Kilde: Nord Pool

Note: Høj-lav er den gennemsnitlige forskel mellem den dyreste og den billigste handel for hver time i en måned.

## PRISER I RESERVEMARKEDERNE

Energinet er transmissionssystemoperatør (TSO) og indkøber reserver til at opretholde balancen mellem forbrug og produktion i el-systemet i driftsøjeblikket. Opretholdes balancen ikke, kan det i værste fald føre til strømafbud. Reserverne kan opdeles i reservekapacitet, som betales for at stå til rådighed, og energiaktivering, hvor reserverne aktiveres. Specialregulering, som er en energiaktivering og primært anvendes af TenneT, er allerede behandlet i afsnittet om forbindelsen mellem DK1 og Tyskland.

Energinet indkøbte reserver for 590,4 mio. kr. i alt i 2019. Dette inkluderer alle omkostninger til kapacitet og energi. De forskellige reserver, som Energinet indkøber, har forskellig aktiverings-tid og dermed også forskellige priser. De reserver, som kan aktiveres hurtigt (aFRR), er generelt dyrere end de langsommere reserver (mFRR).

Ser man bort fra Energinets længerevarende aftaler om reservekapacitetsindkøb, udgør de tre største reservekapacitetsmarkeder jvf. tabel 2.:

- FCR-D i DK2 på 5,9 mio. euro.
- FCR-N i DK2 på 5,8 mio. euro.
- FCR opregulering i DK1 på 4,5 mio. euro.

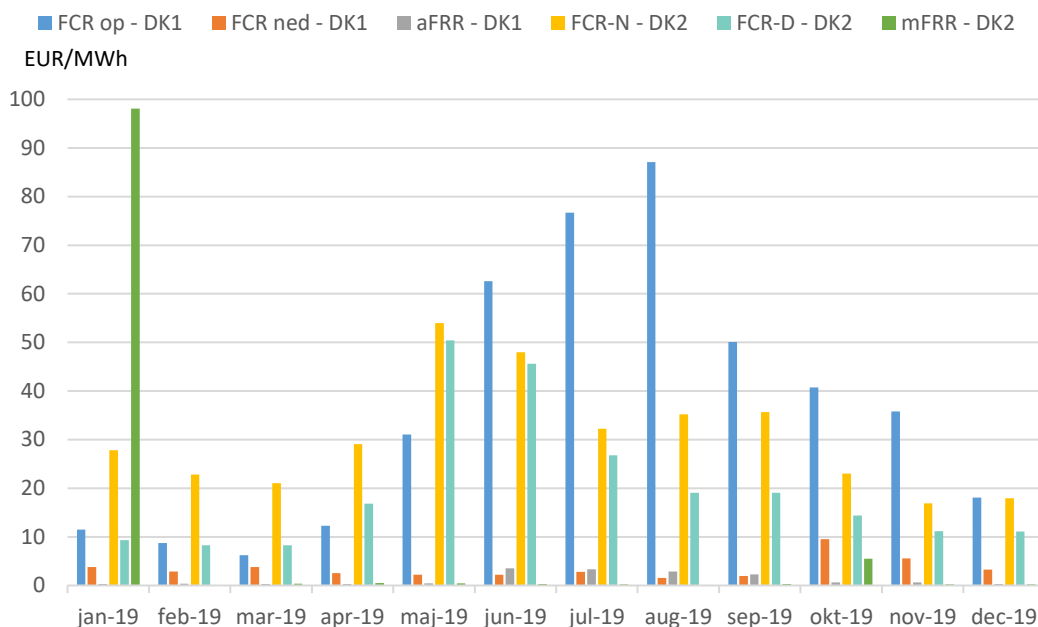
TABEL 2 | MARKEDERNE FOR RESERVEKAPACITET - NØGLETAL, 2019

Produkt	Handlet i antal timer	Gns. handlet mængde (MW)	ENDK indkøb (mio. EUR)	Gns. pris (EUR/MWh)	Årsbetaling for 1 MW (EUR)
mFRR (DK1)	8.760	270	1,9	0,8	7.331
mFRR (DK2)	521	160	2,9	34,8	18.173
aFRR (DK1)	56	83	0,4	86,8	4.863
FCR - op (DK1)	8.760	14	4,5	37	323.474
FCR - ned (DK1)	8.760	14	0,4	3,5	30.769
FCR-N (DK2)	8.760	22	5,8	30,4	265.838
FCR-D (DK2)	8.760	33	5,9	20,4	177.949

Kilde: Energinet.

Note: Indkøb i henhold til Energinets længerevarende aftaler indgår ikke i ovenstående tabel. Årsbetaling er lig gennemsnitsprisen pr. MWh ganget med antal timer produktet er handlet.

FIGUR 16 | MÅNEDSGENNEMSNITLIGE RESERVEKAPACITETS PRISER I DK1 OG DK2, 2019



Kilde: Energinet

Note: De månedsgennemsnitlige reservekapacitetspriser for "aFRR - DK1" er baseret på månedsindkøbet for leveringsevnekontrakterne og omregnet til en pris pr. time.

### FCR OP- OG NEDREGULERING

De gennemsnitlige månedspriser toppede i 2. kvartal på de forskellige frekvenskontrolreserver. Dette var tilfældet for både Normaldriftsreserven ("FCR-N") i DK2 og Driftsforstyrrelsesreserven ("FCR-D") i DK2. FCR opregulering i DK1 toppede i 3. kvartal, jf. figur 16. FCR-N havde en gennemsnitspris på 30,4 EUR/MWh for hele 2019. FCR-D i DK2 havde en gennemsnitspris på 20,4 EUR/MWh for hele 2019.

Prisen for FCR nedregulering i DK1 toppede den 17. marts 2019 med 41,54 EUR/MWh. Gennemsnitsprisen for hele året var på 3,5 EUR/MWh. FCR nedreguleringsmarkedet er domineret af elkædler, som er omkostningseffektive i forhold til at levere til FCR nedregulering. Når efterspørgslen efter fjernvarme stiger, øges udbuddet af elektricitet, hvilket presser priserne ned på FCR reserveerne i DK1 og DK2, jf. figur 17.

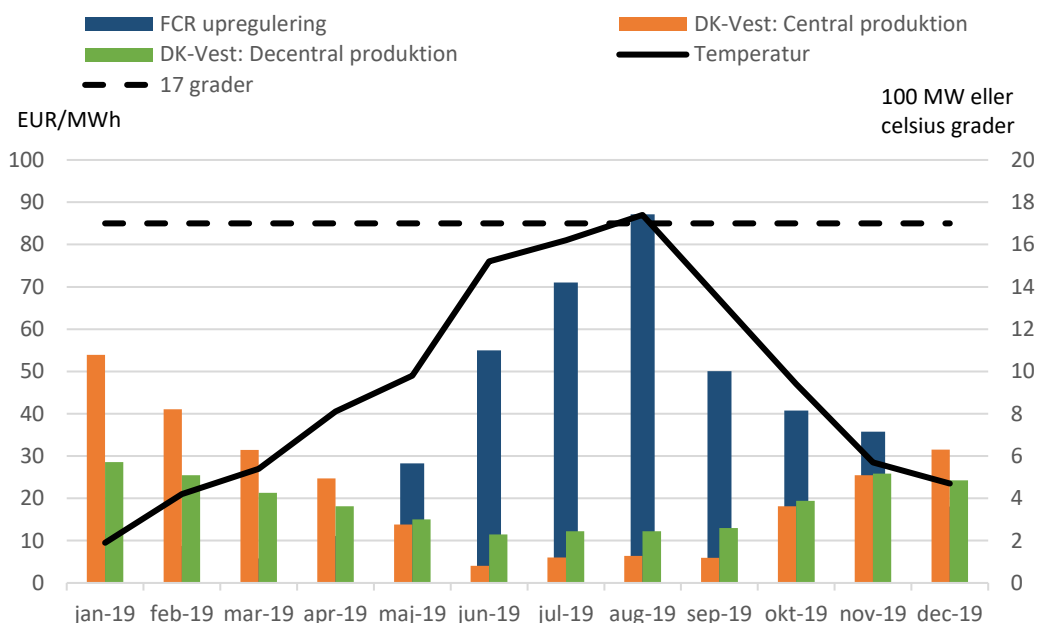
FCR-opregulering i DK1 havde en gennemsnitspris på 37 EUR/MWh i 2019. Forsyningstilsynet har igen i 2019 observeret høje og træge reservepriser for FCR opregulering i DK1 henover og efter sommerperioden. Forsyningstilsynet finder, at temperaturen og dermed niveauet af produktion af elektricitet fra de decentrale kraftvarmeværker er relativt ens før og efter sommeren. De decentrale kraftvarmeværker udgør størstedelen af udbuddet af FCR opregulering i DK1. Efterårets lave temperatur og relativt høje decentrale produktion kan således ikke umiddelbart forklare den træge prisudvikling og de relativt højere priser over efteråret. Lignende høje og træge priser gør sig umiddelbart ikke gældende for aFRR leveringsevnekontrakterne samt for

FCR-D og FCR- N reserveerne. Forsyningstilsynet kan ikke umiddelbart forklare, hvad der ligger bag den observerede prisudvikling, hvor priserne på FCR-opregulering stiger hurtigt over foråret og falder langsomt over efteråret.

Forsyningstilsynet vurderede i en rapport fra december 2018 om *Energinets indkøb af reserver i elsystemet*, at bl.a. dette marked var karakteriseret ved at have:

- forholdsvis høje priser
- få deltagende aktører
- en høj markedskoncentration af indsendte bud
- ofte store overindkøb fra Energinet

FIGUR 17 | FCR OPREGULERINGSPRISER FOR DK1, 2019



Kilde: Forsyningstilsynets egne beregninger baseret på data fra Energinet og Energistyrelsen

Note: FCR opreguleringsprisen aflæses på den **venstre lodrette akse** i EUR/MWh. Produktionen af elektricitet fra de- og centrale kraftvarmeværker aflæses på den **højre lodrette akse** og er angivet i 100 MWh. Temperaturen aflæses også på den **højre lodrette akse** og er angivet i celsius grader.

#### AFRR – AUTOMATISKE FREKVENSGENOPRETTELSESRESERVER

Forsyningstilsynet har fokus på det nye marked for automatiske frekvensgenoprettelsesreserver ("aFRR") i DK1. Markedet er nyt, da det har været på pause i en fem årig periode, hvor Energinet i stedet har indkøbt 100 MW aFRR reserver fra Norge til Vestdanmark. Indkøbet foregik via en reservation af transmissionskapacitet på Skagerrak-forbindelsen, som ophørte 31. december 2019. I den femårige periode har der kun været indkøb af aFRR i DK1 ved udetid på forbindelsen fra DK1 til Norge.

Det kommende marked for aFRR reserver i Vestdanmark følger det markedsdesign, som blev anvendt før 2015, dvs. via månedsudbud og med pay-as-bid prissætning. Forsyningstilsynet vurderer, at det kommende marked er nyt, da det har været på pause i fem år og dermed umodent. Herudover er markedet kendetegnet ved at være relativt koncentreret. Forsyningstilsynet er desuden bekendt med, at aktører har udtrykt usikkerhed ved markedsdesignet, der indebærer høje erstatninger for udeblevne leverancer. Energinet har på baggrund af denne usikkerhed anmeldt en ændring til Forsyningstilsynet, som blev godkendt af Forsyningstilsynet den 18. maj 2020.

Forsyningstilsynet har besluttet at forlænge den skærpede overvågning af markedet til og med tredje kvartal 2020 og har i forbindelse hermed anmodet Energinet om at oplyse bud og priser for de månedlige udbud af aFRR reserver. Endvidere har Forsyningstilsynet bedt Energinet om at oplyse om evt. udsædvanlige forhold i markedet. Forsyningstilsynet vil have fokus på det nye aFRR marked i DK1 i 2020.

#### *MFRR – MANUELLE FREKVENSGENOPRETTELSESREREVER*

Manuelle frekvensgenoprettelsesreserver ("mFRR") indkøbes på lange aftaler i DK2. Energinet indkøber erstatningsindkøb ad hoc ved revision og nedetid af de værker, som leverer mFRR på de lange aftaler. Prisen på de erstatningsindkøb af mFRR toppede den 17. januar 2019 med en pris på 174,3 EUR/MWh i DK2. Til sammenligning var den årlige gennemsnitlige pris på mFRR i DK1 på 0,8 EUR/MWh. Den 17. januar var Kyndbyværkets blok<sup>11</sup> ude af drift, hvorfor der var behov for at afholde ekstra udbud.

Kyndbyværkets planmæssige revision udløste også erstatningsindkøb fra den 19. oktober til den 29. oktober 2019. Erstatningsindkøbsprisen var i gennemsnit 49 EUR/MWh i denne periode.

Der har tidligere været meget høje priser på erstatningsindkøb af mFRR i DK2 tilbage i 2017 og 2018. Forsyningstilsynet skærpede derfor overvågningen af markedet for indkøb af erstatningsindkøb af mFRR i DK2 fra den 28. oktober 2018 til og med den 3. november 2018. Årsagen til den skærpede overvågning var, at Forsyningstilsynet observerede meget høje priser i indkøbet af erstatningskapacitet for mFRR den 4. oktober 2018 på 1.400 EUR/MWh samtidig med, at Kyndbyværket var ude til revision.

Energinet anmeldte den 13. juni 2019 en ændring til Forsyningstilsynet om mFRR erstatningsindkøb. Ændringen indebærer, at indkøb af erstatningskapacitet for mFRR kan erstattes af anlæg med en tilsvarende længere responstid på op til 90 minutter – og ikke som før kun af anlæg med en hurtigere responstid på op til 15 minutter. Energinets anmeldelse er en opfølgning på en anbefaling i Forsyningstilsynets rapport om *Energinets indkøb af reserver i elsystemet* fra december 2018. I rapporten konstaterede Forsyningstilsynet, at udbudssituationen var presset, og anbefalede Energinet at lave en udviklingsplan for mFRR markedet. Den 15. oktober 2019 godkendte Forsyningstilsynet Energinets markedsændringer til erstatningsindkøb for mFRR. Ændringerne forventes at føre til et større udbud på dette marked.

---

<sup>11</sup> Et af de anlæg som indgår i de femårige kontrakter om levering af mFRR i DK2 fra 1. januar 2016 til 31. december 2020.



Forsyningstilsynet konstaterer, at udviklingen på mFRR-markedet er positiv, idet udbuddet er steget, og priserne er faldet.

#### *DE BALANCEANSVARLIGE AKTØRERS BUDGIVNING*

Forsyningstilsynet har i 2019 opnået et bedre indblik i de balanceansvarlige aktørers budgivning. På baggrund af en anbefaling i Forsyningstilsynets rapport, om *Energinets indkøb af reserver i elsystemet* fra december 2018, har Forsyningstilsynet haft en dialog med Energinet for at afklare, hvorvidt og i givet fald hvordan Energinet kan få et bedre indblik i de balanceansvarlige aktørers budgivning. Energinet har på denne baggrund sendt en redegørelse om de balanceansvarlige aktørers rolle i forbindelse med udviklingen af konkurrence på systemydelsesmarkederne til Forsyningstilsynet.<sup>12</sup>

Energinet har i redegørelsen undersøgt, om de balanceansvarlige aktører, som kan kaldes for aggregatorer, potentielt kan påvirke prisen i de forskellige reservemarkeder ved at indsende relativt "få store dyre" bud, idet dette kan indikere, at den balanceansvarlige aktør udøver en grad af kontrol over kundernes bud, hvilket ikke i alle tilfælde sikrer mere effektive markeder.

Forsyningstilsynet konstaterer på baggrund af redegørelsen, at antallet af aktører, som potentielt udøver kontrol over deres kunders bud, er faldet siden 2017. Ifølge Energinet tyder dette på, at budstrukturen hos aktørerne har ændret sig på de pågældende markeder, hvilket er en positiv ændring, da det giver mindre anledning til overindkøb fra Energinets side.

Forsyningstilsynet har dog også noteret sig de metodemæssige usikkerheder, som Energinet beskriver i den analyse af de balanceansvarlige aktørers handler i reservemarkederne, som er indeholdt i redegørelsen. Der er tale om nogle af de samme usikkerheder, der er omtalt i Forsyningstilsynets netop omtalte rapport fra december 2018.

Forsyningstilsynet finder ikke, at der på nuværende tidspunkt er behov for yderligere opfølgning ift. anbefalingen i Forsyningstilsynets rapport om Energinets indkøb af reserver fra 2018. Forsyningstilsynet vil dog fortsat være i dialog med Energinet i forhold til de balanceansvarlige aktørers rolle i fremtidens elsystem, hvor nye teknologier og både forbrug og produktion i distributionsnettet vil spille en større rolle.

#### **FINANSIELLE PRODUKTER, TRANSMISSIONSRETTIGHEDER OG PPA**

Handel med finansielle produkter anvendes af markedsdeltagerne til at prissikre forbrug og produktion. Der er behov for prissikring i forhold til elmarkedets udsving og eventuelt også til spekulative handler. Power Purchasing Agreements (PPA) kan også udgøre prissikring, afhængigt af parternes konkrete bilaterale aftaler. PPA'er er typisk aftaler med fysisk leverance af el mellem en producent og en industriel forbruger, men kan også være finansielle aftaler om levering af el.

Prissikring i Norden har historisk primært fundet sted ved hjælp af futures i den nordiske systempris kombineret med Electricity Price Area Differentials (EPADs). Den nordiske systempris

---

<sup>12</sup> Rapporten vil blive offentliggjort på Energinets hjemmeside

er den fiktive pris, der ville være, hvis hele Norden var et budområde. EPADs sikrer forskellen mellem den lokale spotpris og den nordiske systempris. De danske aktører i DK1 og DK2 kan alene anvende futures for enten den nordiske systempris eller den tyske pris som proxy for prissikring, såfremt de vurderer, at der er tilstrækkelig korrelation mellem den lokale pris og systemprisen eller den tyske pris. Dette indebærer en risiko for, at den lokale pris afviger fra systemprisen. Hvis fuld sikkerhed ønskes må futures i systemprisen suppleres med futures i EPADs. EPADs handles primært på OMX Nasdaq, men de handles også bilateralt via brokere.

En anden mulighed er en finansiel transmissionsrettighed (FTR) fra Tyskland, Holland eller DK1/DK2 til det pågældende prisområde. FTR indkøb kræver, at aktøren samtidigt prissikrer sig i det område, hvor transmissionsrettigheden går til. Dette kan f.eks. gøres ved at handle en tysk future. Udbuddet af FTRs er steget i 2019 i forhold til 2018 mellem DK1 og DE. Den årlige auktion var på 200 MW og de månedlige auktioner var på 300 MW i hver retning. I 2018 var den årlige auktion på 0 MW, og de månedlige auktioner havde svingende kapacitet. Derudover åbnede en ny mulighed for køb af FTR mellem DK1 og Holland på 150 MW i både november og december. Udbuddet af FTR mellem DK1 og DK2 samt DK2 og DE var uændret i forhold til året før.

En tredje mulighed er at indgå en Power Purchase Agreement ("PPA"). Det er en bilateral kontrakt mellem en producent (f.eks. sol/vind) og enten en større slutbruger eller et forsyningselskab. Kontrakten dækker el-leverancer til en aftalt pris i et længere tidsrum, og kan dermed substituere FTRs / EPADs / systempriskontrakter. Priserne er ikke nødvendigvis offentlige, og PPAs bidrager derfor ikke til den langsigtede prisdannelse.

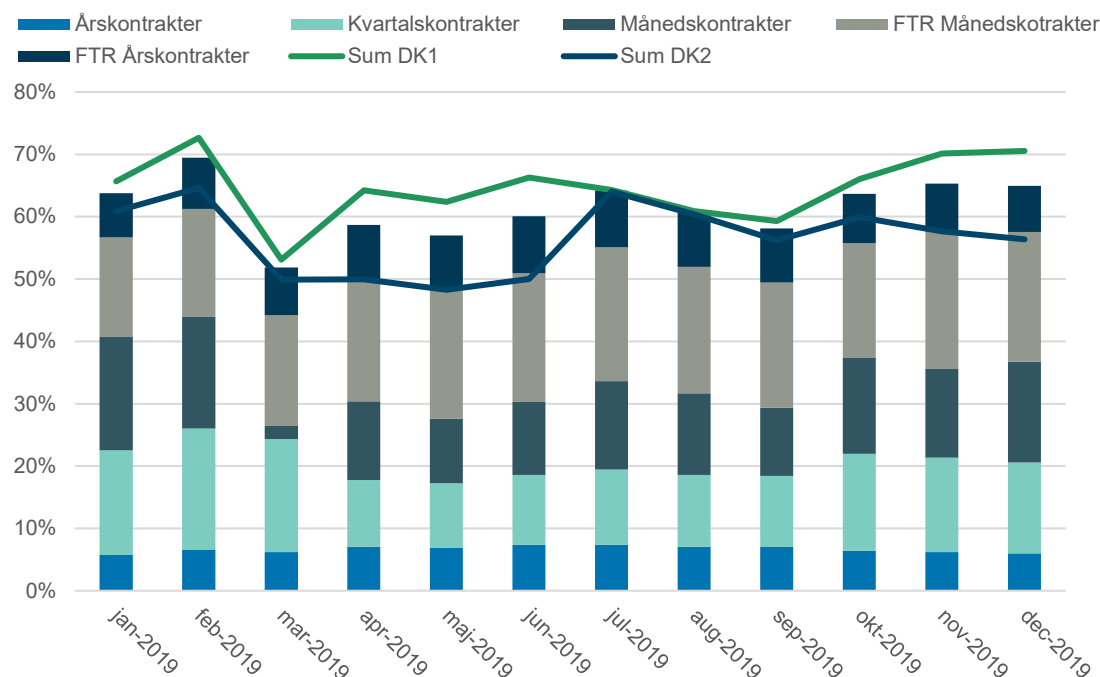
## **UDVIKLING I VOLUMEN AF FINANSIELLE PRODUKTER**

Omfanget af volumen af de finansielle handler i forhold til bruttoforbrug er en indikator for anvendelsen af prissikringsprodukter på et marked. En markedsaktør kan have en interesse i at prissikre, fx hvis markedsaktøren sælger fastpriskontrakter til slutkunder. Anvendelsen af prissikring afhænger også af budområdes priskorrelationen med den nordiske systempris (og andre relevante priser) samt omkostningerne til prissikring.

Finansielle handlers månedlige volumen i forhold til volumen af bruttoforbruget var mellem 48 pct. (DK2, maj 2019) og 73 pct. (DK1, februar 2019). I DK1 handles der generelt større finansielle volumener i forhold til forbruget end i DK2.

Andelen af volumen af de finansielle handler i forhold til bruttoforbruget var relativt stabilt over året, med undtagelse af 1. kvartal, hvor der blev handlet en større andel i januar og februar og mindre i marts. I november og december steg andelen i DK1. Dette skyldes den nye mulighed for at købe FTR mellem Holland og Vestdanmark.

FIGUR 18 | HANDELT FINANSIEL VOLUME I FORHOLD TIL BRUTTOFORBRUGET FOR 2019



Kilde: Nasdaq og Energinet.

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

Forsyningstilsynet opgjorde i oktober 2019 andelen af forbruget i 2018, som er på en fastpris-kontrakt med varighed af minimum tre måneder og med et forbrug på under 100.000 kWh, til 57 pct.<sup>13</sup> (49 pct. er med varighed af tre måneder, mens 8 pct. er med en varighed af minimum tre måneder og op til tre år).

Året igennem er fordelingen af finansielle produkter forholdsvis stabilt. 7 pct. af handlerne udgøres af såkaldte EPAD årskontrakter, 14 pct. af EPAD kvartalskontrakter, 13 pct. af EPAD månedskontrakter, 8 pct. af årlige FTR og 19 pct. af månedlige FTR, jf. figur 16.

De finansielle måneds- og kvartalskontrakter udgør tilsammen 25 pct. af den finansielle volumen, mens årskontrakterne udgør 75 pct. Aktørerne handler derfor større volumener med længere tidshorisonter.

I 2019 blev der indgået ca. 0,25 GW PPAs i Danmark. Det er en stigning fra cirka 0,1 GW i 2018. Væksten ligger primært i salg til slutbrugere. 0,25 GW udgør i størrelsesordenen 5 pct. af bruttoeffektforbruget.

<sup>13</sup> "Hvad kostede strømmen i 2018?", jf. figur 3, side 17.

Forsyningstilsynet vil i løbet af 2020/2021 lave en evaluering af mulighederne for hedging i de danske budzoner. Denne evaluering sker hvert 4. år og blev sidst foretaget i 2016/2017. Evalueringen sker i medfør af Kommissionens Forordning (EU) 2016/1719 af 26. september 2016 om fastsættelse af retningslinjer for langsigtet kapacitetstildeling ("FCA GL").



Forsyningstilsynet

# Markedsrapport for 2019 Engrosmarkedet for gas

---

RAPPORT

MAJ 2020

---

**FORSYNINGSTILSYNET**

Torvegade 10  
3300 Frederiksværk

---

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

---

# Indhold

RESUMÉ .....	3
REMIT OG OVERVÅGNING AF ENGROSMARKEDET FOR GAS .....	6
VIGTIGE BEGIVENHEDER I 2019.....	7
PRODUKTION OG FORBRUG .....	8
PRODUKTION .....	8
NEDLUKNING OG GENOPBYGNING AF TYRA-PLATFORMEN.....	9
FORBRUG .....	11
IMPORT OG EKSPORT .....	12
TRANSMISSION .....	14
LAGER.....	15
PRISER .....	18
MARKEDSSAMMENSÆTNING .....	18
PRISUDVIKLING .....	21
TRANSPORT AF GAS VED ELLUND I FORHOLD TIL PRISSIGNALER .....	23

---

## RESUMÉ

Tyra-plattformen, som normalt behandler ca. 90 pct. af gasproduktionen fra den danske del af Nordsøen, blev lukket ned for perioden fra den 21. september 2019 til 1. juli 2022 for at blive genopbygget.

Genopbygningen har stor betydning for det danske gasmarkeds funktionsmåde. Under Tyra-nedlukningen vil det danske marked primært blive forsynet med gas fra Tyskland samt fra mindre forsyningskilder så som Syd Arne-feltet og biogasproduktionen. Dette ændrede forsynings-situationen i Danmark væsentligt, da Danmark under Tyra genopbygningen er gået fra at være et selvforsynende eksportland til at skulle importere hovedparten af det danske gasforbrug. Baltic Pipe, der vil forbinde Danmark med det norske offshore gassystem og med det polske gasmarked, forventes at åbne 1. oktober 2022. Den nye forbindelse vil have kapacitet på 10 mia. m<sup>3</sup> om året, hvilket er 4-5 gange det danske forbrug. Med Baltic Pipe og genåbningen af Tyra-plattformen vil det danske gasmarked være væsentlig andeledes selvforsynet fra 2022.

Produktionen af naturgas var i 2019 3,0 mia. m<sup>3</sup>, hvilket er 24 pct. under niveauet i 2018, og et fald på 35% i forhold til 2017. Produktionen af bionaturgas er tidoblet fra 2015 til 2019 og svarede til 11 pct. af det samlede danske forbrug i hele 2019. Ved udgangen af 2019 var der i alt 35 producerende biogasanlæg, og 15 værker var under opførelse.

Det danske gasforbrug nåede i 2019 det laveste niveau i 20 år på omkring 2,2 mia. m<sup>3</sup>. Det danske forbrug påvirkes i høj grad af temperaturer, da over halvdelen af gasforbruget anvendes til el- og varmeproduktion eller af husholdninger til opvarmning. Energistyrelsen estimerede i september 2019, at forbruget vil falde med 19 pct. de næste 10 år, hvilket drives af forventet faldende forbrug hos husholdninger samt til el- og varmeproduktion. Energistyrelsens forventer, at gasforbruget til transport mere end fordobles over de næste 10 år pga. øget anvendelse til tung transport, hvor gas kan udnyttes som overgangsteknologi frem mod en øget elektrificering.

Danmark var nettoeksportør af gas i de første 9 måneder i 2019. Den samlede eksport i 2019 på 1.274 mio. m<sup>3</sup> var 13 pct. lavere end i 2018, hvilket skyldes nedlukningen af Tyra og en begrænsning af eksport til Nederlandene i perioden op til nedlukningen på grund af vedligeholdelse på Tyra Vest-F3 rørledningen. Fra tidspunktet for nedlukningen af Tyra-plattformen blev der importeret 934 mio. m<sup>3</sup>.

Der er både mere uafbrydelig eksport- og importkapacitet på den danske side end på den tyske side af Ellund-punktet på grænsen mellem de to lande. Der er dog ubegrænset afbrydelig kapacitet på den tyske side. I det meste af 2019 var der tilstrækkelig import- og eksportkapacitet på både den danske og tyske side af grænsen sammenholdt med det faktiske gasflow. I året op til Tyras nedlukning var 3,1 GWh/h af den danske importkapacitet på 7,7 GWh/h uafbrydelig kapacitet reserveret. Efter nedlukningen af Tyra var reservationen af den danske importkapacitet mellem 4 og 6 GWh/h. Exit-kapacitet på den tyske side (dansk import) er ikke tilstrækkelig til at forsyne det danske og svenske marked i de koldeste vintermåneder. Forsyningstilsynet er derfor opmærksom på flaskehalssituationer, der kan opstå som følge af behov for stor import til Danmark.

I foråret blev kapaciteten for eksport fra Danmark til Tyskland reduceret af den tyske gastransmissionsoperatør Gasunie Deutschland. Den uafbrydelige kapacitet på operatørens tyske side var herefter nul fra 1. januar 2020. Der udbydes dog stadig afbrydelig kapacitet. I efteråret blev der iværksat en proces iht. EU's netregler for ny kapacitet for at afklare om markedsaktørernes efterspørgsel kan danne grundlag for fornyede investeringer i uafbrydelige kapacitet. De ikke-bindende bud i processen indikerer en høj efterspørgsel efter eksportkapacitet fra Danmark til Tyskland fra oktober 2022, hvor Tyra er genåbnet og Baltic Pipe kommer i drift. Forsyningstilsynet følger processen tæt.

Forsyningstilsynet traf flere væsentlige afgørelser i løbet af året.

Sammen med den svenske energiregulator godkendte tilsynet i marts 2019 en fælles balanceringsmodel for Danmark og Sverige, som trådte i kraft 1. april 2019. Dermed nedlægges det danske exit-punkt mod Sverige i Dragør, og der blev skabt en dansk-svensk exitzone med fælles balanceringsmodel.

I maj 2019 godkendte tilsynet Energinets metode for fastsættelse af tariffen fra 1. oktober 2020 og tre år frem. Dermed sikres opfyldelse af EU regler om harmonisering af tarifstrukturer. Med den nye metode genindføres uniforme tariffen, ligesom der fastsættes et nyt split mellem kapacitets- og volumentariffen.

I december 2019 godkendte tilsynet, at Energinet genindfører sæsonariffer i Ellund fra den 1. oktober 2020 til 1. oktober 2022. Dette gøres for at sikre forsyningssikkerheden under Tyra-nedlukningen.

Gas Storage Denmark's to gaslagre havde i 2019 en samlet lagerkapacitet på 10.643 GWh. Dette er ca. 2 pct. mere end i 2018. Lagerkapaciteten i de to lagre blev i 2019 udsolgt til en gennemsnitspris på 4,07 EUR/MWh, hvilket var 183 pct. højere end i 2018. Året 2019 var usædvanligt for de danske gaslagre pga. varmere vejr og lave gaspriser. Fyldningsgraden nåede således allerede i løbet af sommeren et niveau på over 90 pct., og ved udgangen af 2019 var lagrene 95% fulde, hvilket er den højeste fyldningsgrad for det tidspunkt på året siden 2011.

I 2019 blev der handlet 21 TWh på den danske gasbørs PEGAS ETF og 61 TWh på GTF, som er leveringspunktet for bilaterale kontrakter, hvilket samlet er historisk højt. Handlen på PEGAS ETF var dog ca. 45% lavere i fjerde kvartal 2019 sammenlignet med den gennemsnitlige volumen i fjerde kvartal de foregående 3 år. Der bliver således handlet væsentligt færre volumener på PEGAS ETF efter Tyra nedlukningen.

Der handles primært spotprodukter i form af day-head- og weekendprodukter på den danske gasbørs. Der blev ikke handlet længere produkter, så som month-ahead, i 2019.

Den gennemsnitlige spotpris i 2019 var 13,26 EUR/MWh, hvilket er 40 pct. lavere end i 2018. Priserne faldt igennem starten af året og den laveste dagspris siden 2008 blev observeret 4. september 2019 på 6,73 EUR/MWh. Herefter steg priserne frem til december, men day-ahead-prisen i 2019 sluttede alligevel på 7,32 EUR/MWh under prisen i starten af året.



Spotpriserne i Danmark var generelt lavere end priserne på de tyske gasmarkeder i perioden op til Tyras nedlukning med et gennemsnitligt prisspænd på -1,09 EUR/MWh. Priserne steg dog fra august sammenlignet med priserne på de tyske gasmarkeder, og har siden nedlukningen ligget over de priserne i Tyskland med et prisspænd på 0,70 EUR/MWh.

Tilsynets analyse af transporteret gas sammenlignet med prissignaler viser overordnet, at der i 2019 ikke har været større eller systematisk adfærd med transport af gas imod prissignalerne.

Til gengæld har der i 2019 været flere tilfælde, hvor markedsaktørerne ikke har udnyttet arbitragemulighederne mellem det danske og de tyske gasmarkeder.

---

## BOKS 1 | FOKUSOMRÅDER FOR 2020

Forsyningstilsynets fokusområder for den fremadrettede markedsovervågning knytter sig i høj grad til **nedlukningen af Tyra-plattformen** i perioden fra september 2019 til juli 2022.

Markedsovervågningen vil have særligt fokus på **Ellund-forbindelsen**, da Danmark fra efteråret 2019 er blevet et importland med én primær forsyningsrute. Forsyningstilsynet vil fortsat analysere og overvåge, om der i større grad eller systematisk **transporteres gas imod prissignalerne, og om kapaciteten i Ellund-forbindelsen udnyttes effektivt.**

Forsyningstilsynet vil derudover nøje følge udviklingen i processen omkring **genetablering af tysk importkapacitet** i Ellund efter opbygning af Tyra-plattformen.

Markedsovervågningen vil følge **prisudviklingen** på det danske marked. Desuden vil Forsyningstilsynet have fokus på, om **markedsdynamikker, handelsadfærd og markedskoncentrationen** ændrer sig i denne periode.

Markedsovervågningen vil følge anvendelsen af de **danske gaslagre**, da hensigtsmæssig anvendelse er central for forsyningssituationen de kommende år. Forsyningstilsynet fører tilsyn med lagerselskabets adgangsvilkår samt forpligtelser i henhold til den europæiske gasforordning.

---

## REMIT OG OVERVÅGNING AF ENGROSMARKEDET FOR GAS

Denne rapport er et resultat af Forsyningstilsynets overvågning af engrosergimarkederne.

Forsyningstilsynet overvåger engrosergimarkederne i medfør af bl.a. gasdirektivet, naturgasforsyningslovgivningen og bekendtgørelsen om Forsyningstilsynets overvågning af det indre marked for el og naturgas.<sup>1</sup>

Forsyningstilsynet er kompetent myndighed i forhold til håndhævelsen af forordningen om integritet og gennemsigtighed på engrosergimarkederne (REMIT)<sup>2</sup>. Forsyningstilsynet skal derfor sørge for, at der sker overholdelse af forbuddene i REMIT mod insiderhandel og markedsmanipulation og af forpligtelsen til at offentliggøre intern viden.

Der er et samspil mellem Forsyningstilsynets håndhævelse af REMIT og Forsyningstilsynets overvågning af engrosergimarkederne. Dette samspil kan vise sig ved forskellige forhold på markedet. En ualmindelig høj pris kan f.eks. være forårsaget af markedsmanipulation, men kan også være resultatet af et dårligt markedsdesign. Omvendt kan Forsyningstilsynets markeds- overvågning på engrosområdet give indikationer på forhold, som Forsyningstilsynet skal være opmærksomme på i håndhævelsen af REMIT. Dette samspil er en af årsagerne til, at Forsyningstilsynet overvåger udviklingen på det danske gasmarked og de enkelte aktørers adfærd.

Trods denne sammenhæng vedrører denne rapport ikke REMIT-specifikke forhold.

---

<sup>1</sup> Europa-Parlamentets og Rådets direktiv 2009/73/EF af 13. juli 2009 om fælles regler for det indre marked for naturgas og om ophævelse af direktiv 2003/55/EF (EØS-relevant tekst), Naturgasforsyningsloven (LBK nr. 1127 af 5. september 2018) og Bekendtgørelsen om Energitilsynets overvågning af det indre marked for el og naturgas (BEK nr. 1002 af 20. oktober 2011).

<sup>2</sup> Europa-Parlamentets og Rådets forordning (EU) nr. 1227/2011 om integritet og gennemsigtighed på engrosergimarkederne.

## VIGTIGE BEGIVENHEDER I 2019

TABEL 1 | VIGTIGE BEGIVENHEDER FOR DET DANSKE GASMARKEDE, 2019

<b>Januar/februar 2019</b>	FSTS godkender fjernelse af price caps og ophæver vilkåret om en market maker i <b>Energinets markedsbaserede balancemodel</b> for gas, læs mere <a href="#">her</a> og <a href="#">her</a> .
<b>9. januar – 8. maj 2019</b>	Energinet meddeler, at <b>tie-in til det norske opstrømsgasnet i forbindelse med anlæg af Baltic Pipe</b> forventes åben 1. januar 2022 for senere at udskyde til 1. oktober 2022, læs mere <a href="#">her</a> .
<b>28. marts 2019</b>	FSTS og den svenske energiregulator <b>godkender en fælles balancemodel for Danmark og Sverige</b> (Joint Balancing Zone), der gennemføres 1. april. Herved fjernes det danske exitpunkt mod Sverige, Dragør, og der skabes en <b>fælles dansk-svensk exitzone</b> med fælles balancering baseret på den eksisterende danske balancemodel, læs mere <a href="#">her</a> .
<b>4. april 2019</b>	<b>Energiforligskredsen justerer dele af dispensationskriterier, som skal opfyldes for at få støtte til biogasanlæg</b> efter den 1. januar 2020. Der sættes et stop for støtte til nye anlæg til elproduktion på biogas og anlæg til opgradering af biogas til gasnettet pr. 1. januar 2020. Ligeledes gives ikke nye tilsagn om støtte til anlæg, som anvender biogas til transport, industrielle processer og varme, læs mere <a href="#">her</a> .
<b>1. maj 2019</b>	Den svenske TSO, <b>Swedegas, genåbner det svenske 10 mio. m<sup>3</sup> gaslager Skallen</b> i Halland for kommerciel drift efter at have været lukket siden maj 2018, læs mere <a href="#">her</a> .
<b>31. maj 2019</b>	FSTS træffer <b>afgørelse om en ny uniform tarifmetode</b> for Energinet, som træder i kraft 1. oktober 2019 og gælder til 30. september 2022. Afgørelsen indebærer bl.a., at kapacitetselementet i tariferingen øges væsentligt og volumentariffen reduceres, læs mere <a href="#">her</a> .
<b>1. juli 2019</b>	Al årskapacitet i Ellund fra GUD til Danmark for gasårene 2019 og 2020 blev <b>udsolgt ved den årlige kapacitetsauktion</b> , hvilket svarede til 80% af den samlede kapacitet fra Tyskland til Danmark. GUD frigav dog yderligere kapacitet for året 2020 midt i sidste kvartal af 2019.
<b>4. september 2019</b>	Den <b>laveste dagspris på PEGAS ETF siden 2008</b> : 6,73 EUR/MWh.
<b>Juli 2018 – september 2019</b>	<b>Naturgasledningen, Tyra Vest-F3</b> , der forbinder det danske opstrømssystem til den nederlandske platform F3, og derfra videre til det nederlandske gasmarked, <b>genåbner september</b> efter nedlukning for at forbinde flere danske gasfelter til eksportruten.
<b>21. september 2019</b>	<b>Tyra-platformen lukker kl. 01:20 for eksport og produktion pga ombygning</b> , og forventes genåbnet 1. juli 2022. Danmark/Sverige vil indtil da overvejende blive forsynet via Ellund-forbindelsen fra Tyskland, samt i mindre grad fra Syd Arne-feltet og biogasproduktion, læs mere <a href="#">her</a> .
<b>30. september 2019</b>	FSTS godkender Energinets <b>prisfastsættelse af afbrydelig day-ahead og within-day entry-kapacitet i Ellund</b> , som Energinet fra 1. oktober kun udbyder i de perioder, hvor al uafbrydelig entry-kapacitet er udsolgt, læs mere <a href="#">her</a> .
<b>1. oktober 2019</b>	<b>Dansk Gasdistribution og HMN Gasnet lægges sammen til Evida</b> , der består af tre lokale distributionsselskaber: Evida Nord, Evida Syd og Evida Fyn, læs mere <a href="#">her</a> og <a href="#">her</a> .
<b>30. oktober 2019</b>	Energistyrelsen giver <b>tilladelse til etablering af Nordstream 2</b> naturgasledningen på dansk kontinentalsokkel sydøst om Bornholm, læs mere <a href="#">her</a> .
<b>5. december 2019</b>	<b>Ændring af Lov om Naturgasforsyning</b> vedtages. I kombination med Gasforsyningssikkerhedsforordningen præciseres herved Energinets og markedsaktørernes <b>fælles ansvar for forsyningssikkerheden</b> inden for deres respektive aktivitets- og kompetenceområder, læs mere <a href="#">her</a> .
<b>18. december 2019</b>	FSTS godkender <b>indførelse af sæsonfaktorer for kapacitet i Ellund for en tidbegrænset periode</b> under Tyra-nedlukningen på to gasår fra og med oktober 2020. Energinet anmeldte metoden 15. marts 2019, læs mere <a href="#">her</a> .

Kilder: Forsyningstilsynet (FSTS) baseret på egne afgørelser, Energi-, Forsynings- og Klimaministeriet, Energinet, Energistyrelsen, PEGAS, gasmarketmessage.dk, Swedegas, Gasunie Deutschland.

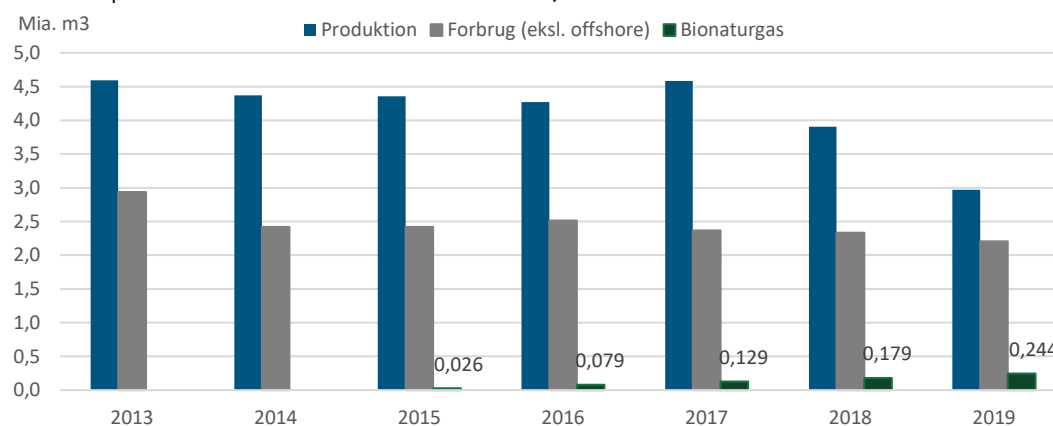
## PRODUKTION OG FORBRUG

### PRODUKTION

Danmarks produktion af naturgas foregår i den danske del af Nordsøen, hvor 17 felter producerede gas i 2019 frem til 21. september, hvor Tyra-platformen blev lukket.<sup>3</sup> Derefter er det kun 11 felter, der kan producere gas i danske del af Nordsøen. På grund af nedlukningen af Tyra-platformen bliver størstedelen af denne gas fremover eksporteret til Nederlandene via NOGAT-pipelinen.

Produktionen af naturgas har tidligere være relativ stabil omkring 4-4,5 mia. m<sup>3</sup> pr. år, men har været faldende de seneste år. Produktionen var kun 2.971 mio. m<sup>3</sup> i 2019, bl.a. som følge af nedlukningen af Tyra-platformen i slutningen af september, jf. figur 1. Dette er et fald på 24 pct. sammenlignet med 2018 og fald på 35 pct. i forhold til 2017.

FIGUR 1 | PRODUKTION OG FORBRUG PR. ÅR , 2014-2019



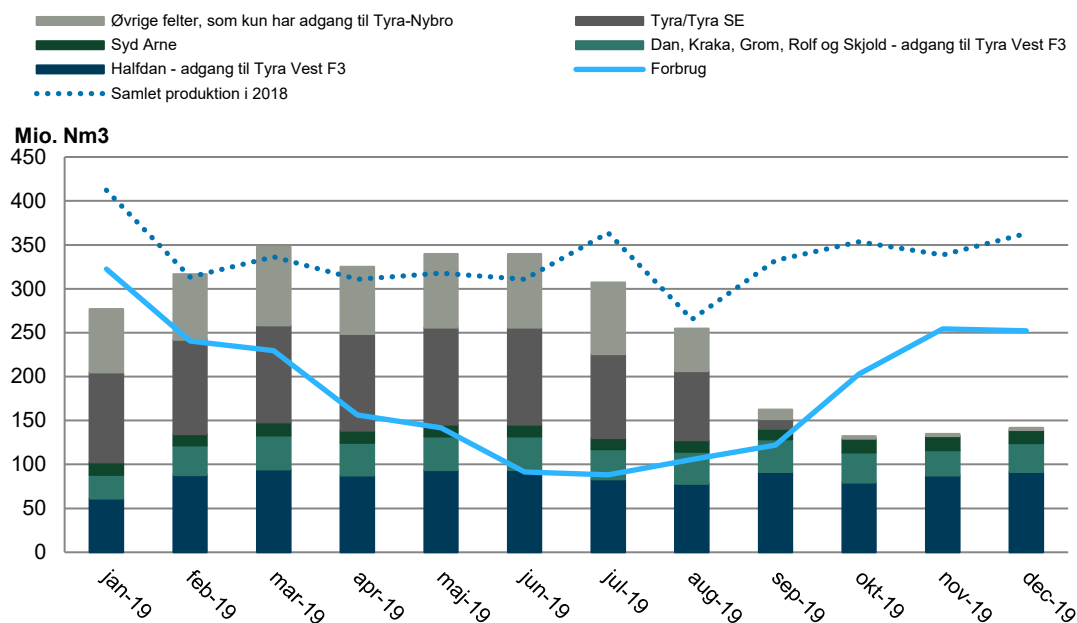
Kilde: Forsyningstilsynet baseret på data fra Energistyrelsen og Energinet.

Note: Bionaturgas er opgraderet biogas, som kan injiceres i gasnettet og handles på gasmarkedet.

Der har i en årrække været et sæsonbetonet produktionsmønster med en højere produktion i vinterhalvåret sammenlignet med sommerhalvåret. I 2019 har sæsonudsvingene være anderledes end normalt, da der er blevet produceret mere i perioden op til Tyras nedlukning i september. Under nedlukningen af Tyra kan felterne Lulita, Harald, Roar Tyra, Tyra SE og Valdemar ikke producere, og er derfor lukket ned. Felterne Dan, Halfdan, Kraka, Gorm og Rolf er tilsluttet rørledningen Tyra Vest-F3, og har derfor mulighed for eksporter gas til Nederlandene. Det betyder, at kun Syd Arne gasfeltet har adgang til det danske gasmarked, hvilket medfører at Danmark ikke er selvforsynende og er afhængig af import fra Tyskland, jf. figur 2.

<sup>3</sup> GMM 2963, Gasmarketmessage.dk.

FIGUR 2 | PRODUKTION OG FORBRUG PR. MÅNED, 2019



Kilde: Forsyningstilsynet baseret på data fra Energistyrelsen.

Note: "Øvrige felter, som kun har adgang til Tyra-Nybro" omfatter Lulita, Harald, Roar og Valdemar.

### NEDLUKNING OG GENOPBYGNING AF TYRA-PLATFORMEN

Tyra-plattformen, som normalt behandler ca. 90 pct. af gasproduktionen fra den danske del af Nordsøen, lukkes ned i perioden fra den 21. september 2019 til 1. juli 2022 for at blive genopbygget. Dette ændrer forsyningssituationen i Danmark, som for første gang siden 1984 i den treårige periode vil gå fra at være et selvforsynende eksportland til at skulle importere hovedparten af gassen. Det vil desuden være muligt at eksportere til Nederlandene fra en række felter via rørledningen Tyra Vest-F3, jf. figur 2.

Energinet har analyseret forsyningssituationen og har vurderet, at der vil være gas nok til at forsyne danske og svenske forbrugere, såfremt importforbindelsen fra Tyskland og gaslagrene anvendes hensigtsmæssigt.<sup>4</sup>

I 2019 har forsyningssituationen ikke været udfordret, da vejret har været mildt, og de danske gaslager har som følge heraf været mere fyldte end normalt. Forsyningssituationen kan dog blive udfordret under den resterende del af Tyra-nedlukningen, hvis Danmark oplever en forlænget kuldeperiode, og forbindelsen fra Tyskland bliver presset.

Den velfungerende forbindelse mellem Danmark og Tyskland har i en årrække bevirket, at den danske gaspris har ligget under de tyske og nederlandske gaspriser med et relativt lille pris-spænd, jf. afsnit om priser. Dette har dog ændret sig efter lukningen af Tyra, hvorefter de tyske gaspriser generelt har været lavere end de danske.

<sup>4</sup> Kilde: Energinet, <https://energinet.dk/Gas/Forsyningssikkerhed/Tyra/Info-til-DK-detailmarked---sprgs-svar>

Selskabet Total, som opererer Tyra-plattformen på vegne af parterne i Dansk Undergrunds Consortium (DUC), orienterer om nedlukningen via gasmarketmessage.dk. Desuden følger og analyserer Energinet løbende forsyningssituationen.

Forsyningstilsynet vil følge situationen og markedet tæt gennem den løbende markedsovervågning. Forsyningstilsynet er opmærksomme på markedsaktørernes anvendelse af entry-punktet Ellund og af de danske gaslagre, da disse er afgørende for forsyningssikkerheden. Derudover følger forsyningstilsynet også handlen og prisudviklingen på det danske og de tyske markeder.

#### EJERSKAB I NORDSØEN

Modsat de tidligere år er der i 2019 ikke sket ændringer i ejerskabet af gasfelter og infrastruktur i Nordsøen. I 2018 indgik Total aftale om at købe Chevrons andel i DUC, og Shell solgte selskabets andel i DUC til det norske selskab Noreco. Begge transaktioner blev gennemført i 2019 efter Energistyrelsens godkendelse af overdragelse af bevillingerne. I 2019 bestod ejerskabet af DUC af Total, Noreco (Altinex) og Nordsøfonden, som ejer henholdsvis 43,2 pct., 36,8 pct. og 20 pct. I december 2018 ændredes også ejerskabet i rørledningen Tyra Vest-F3, så Total i 2019 ejede 48,6 pct., Noreco (Altinex) 41,4 pct. og Nordsøfonden 10 pct. For ejerskab før 2019 henvises til Markedsrapporten for 2018.

#### BIOGAS

Produktionen af bionaturgas i Danmark er tidoblet i perioden fra 2015 til 2019, hvor den årlige mængde af bionaturgas er steget fra 26 mio. m<sup>3</sup> til 244 mio. m<sup>3</sup>, jf. figur 1. Biogasproduktionen svarede til 11 pct. af det samlede danske forbrug i hele 2019 og til 9 pct. af forbruget i december 2019. Ved udgangen af 2019 var der i alt 35 producerende biogasanlæg primært beliggende i Nord-, Midt- og Vestjylland, og 15 værker var under opførelse. Modsat almindelig naturgas tilføres en stor del af den producerede bionaturgas direkte i distributionsnettet og ikke transmissionsnettet. Dette stiller nye og særlige krav til naturgasnettet. I 2018 anlagde Energinet to mindre tekniske anlæg, som gør det muligt at tilføre naturgas til transmissionsnettet fra distributionsnettet, når produktionen af bionaturgas overstiger forbruget i distributionsnettet.

Det fremgår af Energinets årsrapport for 2019, at produktionen af bionaturgas forventes af stige til 15 pct. af det danske forbrug i 2020. Det er usikkerhed om, hvordan produktionen af bionaturgas vil udvikle sig på lang sigt. Meget afhænger af støtteregeime og udvikling i produktionsomkostningerne for biogas. Energistyrelsen estimerer, at produktionen fordobles over de næste fem år, og at bionaturgas vil svare til ca. 25 pct. af det danske gasforbrug i 2024.<sup>5</sup>

Bionaturgas er opgraderet biogas, der kan tilføres transmissions- eller distributionsnettet og kan sælges på gasmarkedet af selskaber, der er registreret som biogassælgere hos Energinet. Energinet har et certifikatsystem, hvor gasudbyderen kan dokumentere med certifikater, at den bionaturgas, der er tilført gasnettet, har erstattet fossil gas. Siden november 2017 har det været muligt at overføre bionaturgascertifikater fra Danmark til Tyskland, efter Energinet indgik en aftale med ejerne af det tyske certifikatregister Deutsche Energie-Agentur. I 2019 blev der solgt omkring 20 pct. flere certifikater i forhold til 2018. Antallet af bionaturgascertifikater solgt i Danmark, der kan overføres til det tyske certifikatregister DENA, er næsten fordoblet sammenlignet med 2018.

---

<sup>5</sup> Kilde: Analyseforudsætninger til Energinet 2019, Energistyrelsen.

Energiaftalen fra sommeren 2018 ændrede vilkårene for støtte til biogas. Det blev besluttet af samtlige af Folketingets partier at stoppe den gældende støtteordning til nye biogasanlæg i 2020 og at indføre et loft over støtte til produktionen. Det blev desuden besluttet, at støtten til anvendelse af biogasproduktion fra eksisterende anlæg kan bevares frem til 2032 og i mindst 20 år for de enkelte anlæg. Energiforligskredsen har den 4. april 2019 justeret dele af dispensationskriterierne, som skal opfyldes for at få støtte efter den 1. januar 2020.

## FORBRUG

Det danske gasforbrug har været faldende siden 2016 og har nået det laveste niveau i 20 år på omkring 2,2 mia. m<sup>3</sup>, jf. figur 1. Dette skyldes især, at en stor del af forbruget bliver brugt til opvarmning, og at 2019 har været et varmt år.

Det danske gasforbrug er i høj grad bestemt af temperaturen, da husholdninger primært anvender gassen til at opvarmning, og kraftvarmeværker oftest anvender gassen til produktion i vintermånederne. På grund af det udsædvanlige varme forår, efterår og vinter i 2019, hvor antallet af graddage<sup>6</sup> var 18 pct. lavere end et normalår, er der ikke blevet efterspurgt den samme mængde gas som tidligere.

I 2019 stod erhvervskunderne for næsten halvdelen af det danske gasforbrug. Derefter var husholdningerne den næststørste forbrugergruppe med 28 pct. af forbruget, mens el- og varmeproduktionens andel var 27 pct., jf. figur 3.

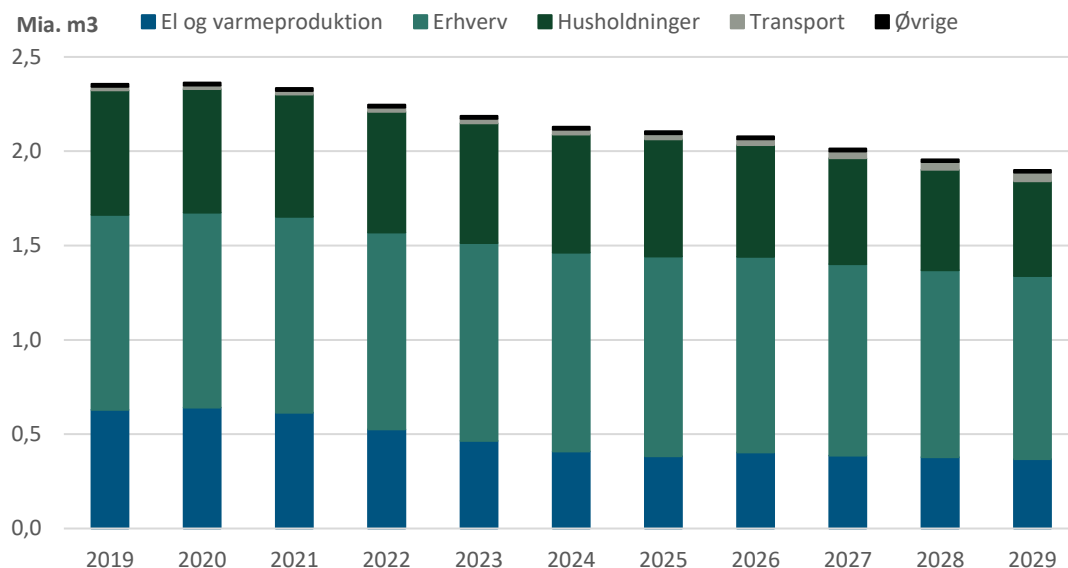
Den 5. december 2019 blev Lov om Naturgasforsyning ændret. I kombination med Gasforsyningssikkerhedsforordningen præciseres herved Energinets og markedsaktørernes fælles ansvar for forsyningssikkerheden inden for deres respektive aktivitets- og kompetenceområder.

De fire største leverandører stod for 89 pct. af leverancen fra transmissionsnettet via distributionsnettet til de danske slutkunder i løbet af 2019. Den tilsvarende andel var 97 pct. for de fire største leverandører til de svenske slutkunder. Denne relativt høje markedsconcentration nødvendiggør, at især disse leverandører er sig bevidste om deres forsyningssikkerhedsansvar i perioden, hvor Tyra-platformen er lukket, og det dansk/svenske marked kun har én reel forsyningsskilde.

---

<sup>6</sup> Graddage er et mål for, hvor koldt det har været. Et døgn graddage er forskellen mellem døgnets gennemsnitstemperatur og 17°C. Er døgnets gennemsnitstemperatur f.eks. 4°C, er der 13 graddage i det pågældende døgn. Døgn med en gennemsnitstemperatur over 17°C tælles ikke. Kilde: DMI.

FIGUR 3 | FORVENTET FORDELING AF DET DANSKE GASFORBRUG, 2019-2029



Kilde: Energistyrelsen, Analyseforudsætninger til Energinet (september 2019).

Note: Analyseforudsætningerne er en prognose for kommende år.

Energistyrelsen estimerede i september 2019, at gasforbruget vil falde med fem pct. de kommende tre år og 19 pct. de næste 10 år. Dette er hovedsagligt drevet af faldende forbrug til el- og varmeproduktion, samt faldende forbrug hos husholdningerne. Det estimeres samtidig, at gasforbruget til transport mere end fordobles over de næste 10 år pga. øget anvendelse til tung transport, hvor naturgas forventes at blive udnyttet som overgangsteknologi frem mod en øget elektrificering, jf. figur 3.

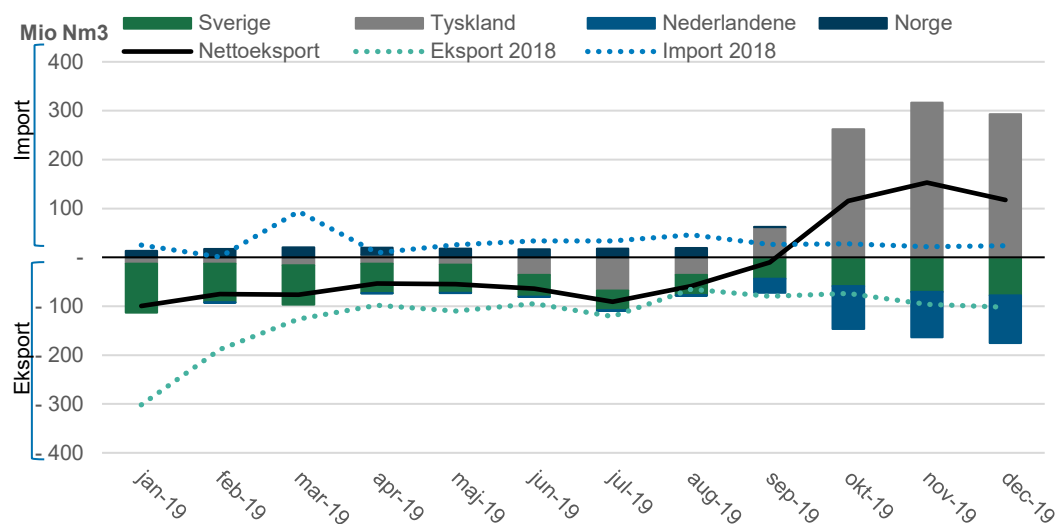
## IMPORT OG EKSPORT

### EKSPORT

Danmark var nettoeksportør af gas i de første 9 måneder i 2019, jf. figur 4. Den samlede eksport i 2019 på 1.274 mio. m<sup>3</sup> var 13 pct. lavere end i 2018, hvilket skyldes nedlukningen af Tyra og en begrænsning af eksporten til Nederlandene i perioden op til nedlukningen grundet vedligeholdelse på Tyra Vest-F3. Nedlukningen og vedligeholdelsen af Tyra Vest-F3 skyldtes blandt andet, at de sydlige gasfelter blev tilkøbet, så der i perioden, mens Tyra er lukket, kan eksporteres til Nederlandene. Rørledningen genåbnede i september 2019.



FIGUR 4 | IMPORT OG EKSPORT PR. LAND, 2019



Kilde: Forsyningstilsynet baseret på data fra Energistyrelsen.

Note: Import fra Norge udgøres af produktion fra feltet Trym, som kun er forbundet til det danske system.

Hovedparten (59 pct.) af den danske gaseksport er til Sverige. Eksporten til Tyskland og Nederlandene udgjorde henholdsvis 17 pct. og 24 pct. af den samlede eksport i 2019. Eksporten til Tyskland er faldet med 58 pct. sammenlignet med 2018, pga. nedlukningen af Tyra, hvorefter Danmark er nettoimportør af naturgas for første gang siden 1984.

I foråret reducerede den tyske gastransmissionsoperatør Gasunie Deutschland (GUD) den uafbrydelige entry-kapacitet i Ellund til nul fra 1. januar 2020. Der vil herefter kun udbydes afbrydelig importkapacitet til Tyskland på den tyske side af grænsepunktet.<sup>7</sup>

I samarbejde med Energinet og den anden tyske transmissionsoperatør i Ellund, Open Grid Europe (OGE), blev der i efteråret iværksat en proces for afklaring af markedsaktørernes langsigtede efterspørgsel iht. EU's netregler for ny kapacitet<sup>8</sup> med henblik på at kunne godtgøre om disse kan danne grundlag for fornyede investeringer til at kunne garantere den uafbrydelige kapacitet.

De ikke-bindende bud i processen for ny kapacitet indikerer en høj efterspørgsel efter uafbrydelig eksportkapacitet fra Danmark til Tyskland fra oktober 2022 til oktober 2032. Processen frem mod genetablering af kapacitet fortsætter derfor, og det forventes at en bindende auktion for kapacitet kan afholdes i juli 2021. Forsyningstilsynet følger processen tæt.

<sup>7</sup> Gasunie Deutschland, <https://transparenz.gasunie.de/?language=en#>.

<sup>8</sup> EU Kommissionens forordning (EU) 2017/459 af 16. marts 2017 om fastsættelse af en netregel om kapacitetstildelingsmekanismer i gastransmissionssystemer og ophævelse af forordning (EU) nr. 984/2013 (NC CAM).

## IMPORT

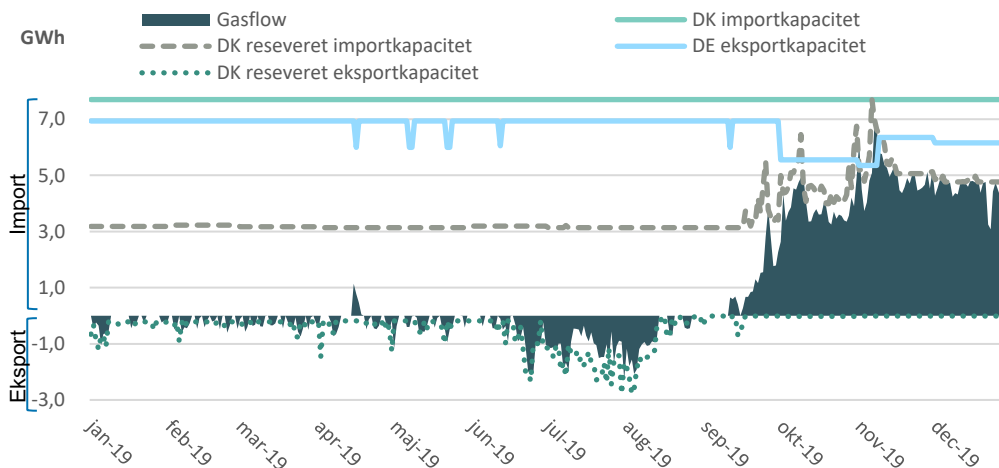
I 2019 blev der importeret 193 pct. mere gas end i 2018, hvilket primært skyldes større import fra Tyskland efter nedlukningen af Tyra-plattformen. Således blev der i fjerde kvartal 2019 importeret 872 mio. m<sup>3</sup> udelukkende fra Tyskland. I samme periode 2018 blev der kun importeret 72 mio. m<sup>3</sup>, og disse var fra det norske felt Trym, der kun er forbundet til det danske gassystem via Harald og Tyra platformene. Feltet forventes derfor først at genoptage produktionen i 2022.

Baltic Pipe forventes at være klar til drift i oktober 2022. Rørledningen vil forbinde Danmark med det norske offshore gassystem og med det polske gasmarked. Med en kapacitet på op til 10 mia. m<sup>3</sup> om året, eller 4-5 gange det danske forbrug, vil importen kunne øges væsentligt. Den nye forbindelse vil således forbedre forsyningssikkerheden ikke bare for Danmark, men også Sverige, Polen og de baltiske lande.

## TRANSMISSION

Det danske gasmarked har fra september 2019 været i en ny situation på grund af Tyra-nedlukningen. I modsætning til tidligere år, hvor Danmark primært blev forsynet med gas fra Nordsøen, begyndte Danmark at importere gas fra Tyskland jf. figur 5. Der er kun begrænsede gasmængder til rådighed i Danmark udover den importerede gas fra Tyskland, så som gas fra Syd Arne feltet i den danske del af Nordsøen og bionaturgasproduktion.

FIGUR 5 | UAFBRYDLIG KAPACITET OG GASFLOW VED ELLUND, 2019



Kilde: Forsyningstilsynet baseret på data fra Energinet og ENTSOG.

Note: Kapacitet på den tyske side er totalen for Gasunie Deutschland (knyttet til Gaspool (GPL)) og Open Grid Europe (knyttet til NCG), hvoraf Gasunie Deutschland har hovedparten af den uafbrydelige kapacitet. På den tyske side er der ubegrænset afbrydelig eksportkapacitet mod Danmark for begge operatører.

Der er både mere uafbrydelig eksport- og importkapacitet på den danske side end på den tyske side af Ellund-punktet. Der er dog ubegrænset afbrydelig kapacitet på den tyske side. I det meste af 2019 var der tilstrækkelig import- og eksportkapacitet på både den danske og tyske side

af grænsen sammenholdt med det faktiske gasflow. I perioden efter Tyra lukkede oversteg den reserverede kapacitet på den tyske side den uafbrydelige kapacitet på den danske side på enkelte dage i november, jf. figur 5.

I året op til Tyras nedlukning var ca. 3,1 GWh/h af den danske importkapacitet på 7,7 GWh/h uafbrydelig kapacitet der reserveret. Efter nedlukningen af Tyra er reservationen af den danske importkapacitet blevet mere volatil, og har ligget mellem 4,0 og 6,0 GWh/h, jf. figur 5.

Exit-kapacitet på den tyske side (dansk import) er ikke tilstrækkelig til at forsyne det danske og svenske marked på en kold vinterdag. Dette har ikke været et problem i 2019, grundet mildt vejr og fyldte gaslagre. Forsyningstilsynet er dog opmærksom på flaskehalssituationer, der kan opstå som følge af behov for stor import til Danmark.

Forsyningstilsynet godkendte i december 2019, at Energinet genindfører sæsontariffer i Ellund i en begrænset periode fra 1. oktober 2020 til 1. oktober 2022, hvor Tyra er genåbnet og Baltic Pipe kommer i drift. Formålet med sæsonfaktorer er at sikre forsyningssikkerheden under Tyras nedlukningen, hvor kapaciteten i Ellund-punktet er mindre end det forventede gasforbrug i Danmark og Sverige om vinteren. Med sæsonfaktorer på transmissionstariffen i Ellund-punktet bliver det dyrere for transportkunderne at importere gas via Ellund-punktet med kort varsel og om vinteren, mens det bliver billigere at disponere mere langsigtet og købe årskapacitet for at importere mere gas om sommeren og lægge det på lager til brug om vinteren.

Forsyningstilsynet godkendte i maj 2019 Energinets samlede tarifmetode for fastsættelse af tariffen for de næste tre gasår fra 1. oktober 2020. Godkendelsen, der vil gælde under nedlukningen af Tyraplattformen, hvorefter en ny metode vil skulle godkendes, sikrer opfyldelse af EU regler om harmonisering af tarifstrukturer.<sup>9</sup> Med Energinets nye tarifmetode genindføres uniforme tariffen, ligesom der fastsættes et nyt split mellem kapacitets- og volumentariffen fra 55/45 pct. til 70/30 pct. Kapacitetsselementet i tariferingen er således øget væsentligt.

Forsyningstilsynet og den svenske energiregulator godkendte i marts 2019 en fælles balanceringsmodel for Danmark og Sverige, som trådte i kraft 1. april 2019. Dermed nedlægges det danske exit-punkt mod Sverige i Dragør, og der blev skabt en fælles dansk-svensk exitzone med fælles balanceringsmodel. Forsyningstilsynet finder, at dette kan føre til øget handelsaktivitet på den danske gasbørs PEGAS ETF, som er valgt til platform for Energinets handel med gas til balanceringsformål. I lighed med de danske, bliver de svenske transportkunders ubalancer fremover afregnet til balanceprisen, der anvender within-day-prisen på PEGAS ETF som referencepris.

## LAGER

Gas Storage Denmark's to gaslagre, Lille Torup og Stenlille, der drives som én virksomhed ud fra en one storage-strategi, havde i 2019 en samlet lagerkapacitet på 10.643 GWh. Dette er ca. 2 pct. større end i 2018. Lagerkapaciteten i de to lagre blev i 2019 udsolgt til en gennemsnitspris på 4,07 EUR/MWh, hvilket er 183 pct. højere end i 2018, jf. tabel 2. Lageraktivitet er ikke

---

<sup>9</sup> EU Kommissionens forordning 2017/460 af 16. marts 2017 om fastsættelse af en netregel for harmoniserede transmissionstarifstrukturer for gas (NC TAR).

indtægtsreguleret i Danmark. Lagerselskabet og markedet sætter derfor lagerpriser i et for-handlet adgangsregime, og Forsyningstilsynet har ikke hjemmel til at gribe ind i prissætningen på lagermarkedet.

TABEL 2 | ÅRLIGE LAGERKAPACITETER OG GENNEMSNISSPRISER

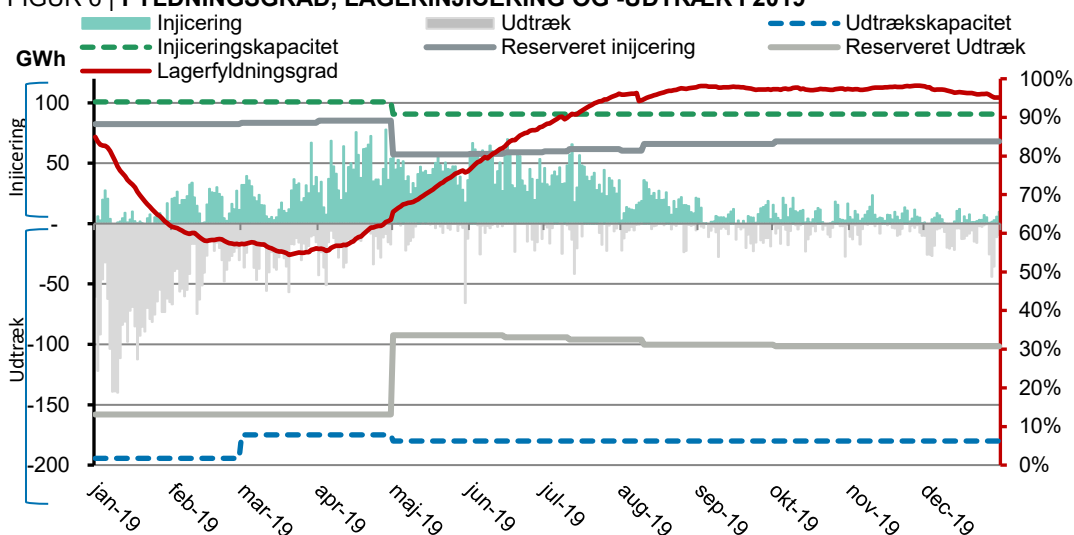
	Lagerkapacitet, GWh	Gennemsnitspris, EUR/MWh
2019	10.643	4,07
2018	10.422	1,44
2017	10.908	1,30
2016	11.795	1,70

Kilde: Energinets årsrapporter for 2016-2019.

Året 2019 var usædvanligt for de danske gaslagre pga. varmere temperaturer og lave gaspriser. I starten af 2019 trak lagerkunderne gas fra lagrene, men begyndte allerede i februar at fylde gas på lager, hvilket er meget tidligere end normalt. Fyldningsgraden nåede således allerede i løbet af sommeren et niveau på over 90 pct., jf. figur 6.

Der har i efteråret samt vinteren 2019 været et mindre udtræk end tidligere, jf. figur 6. Ved udgangen af 2019 var lagrene 95% fulde, hvilket er den højeste fyldningsgrad for det tidspunkt af året siden 2011. De europæiske gaslagre har generelt været anvendt på samme vis gennem året.

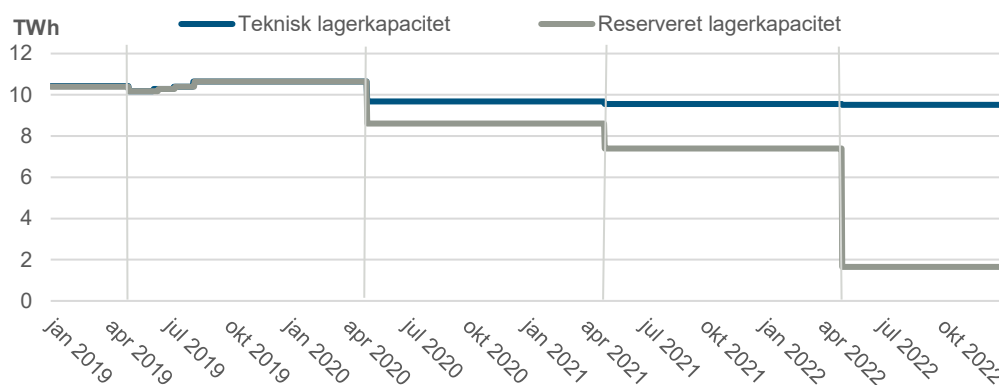
FIGUR 6 | FYLDNINGSGRAD, LAGERINJICERING OG -UDTRÆK I 2019



Kilde: Forsyningstilsynet baseret på data fra Gas Storage Denmark.

De danske gaslager vil spille en central rolle i perioden, hvor Tyra-plattformen er lukket. Dette skyldes, at importkapaciteten på Ellund-forbindelsen ikke er tilstrækkelig til at forsyne det danske og svenske marked på en kold vinterdag. Det bliver dermed nødvendigt at anvende lagrene på sådanne dage for at kunne levere gas til danske og svenske forbrugere. Det er derfor vigtigt for forsyningssituationen på det danske gasmarked, at lagrene fyldes og tømmes på en hensigtsmæssig måde i denne periode. Derudover er Forsyningstilsynet også særlig opmærksom på lagerselskabets adgangsvilkår samt forpligtelser i henhold til den europæiske gasforordning i perioden under Tyra-nedlukningen.

FIGUR 7 | RESERVERET LAGERKAPACITET 2019-2022, PR. JANUAR 2020



Kilde: Forsyningstilsynet baseret på Energinets Energi Data Service.

Note: Reserveret lagerkapacitet indeholder både solgt kapacitet og solgte optioner på kapacitet. Sidstnævnte udgør kun en mindre del af den reserverede lagerkapacitet. Lageråret, som løber fra 1. maj til 30. april, er markeret i figuren.

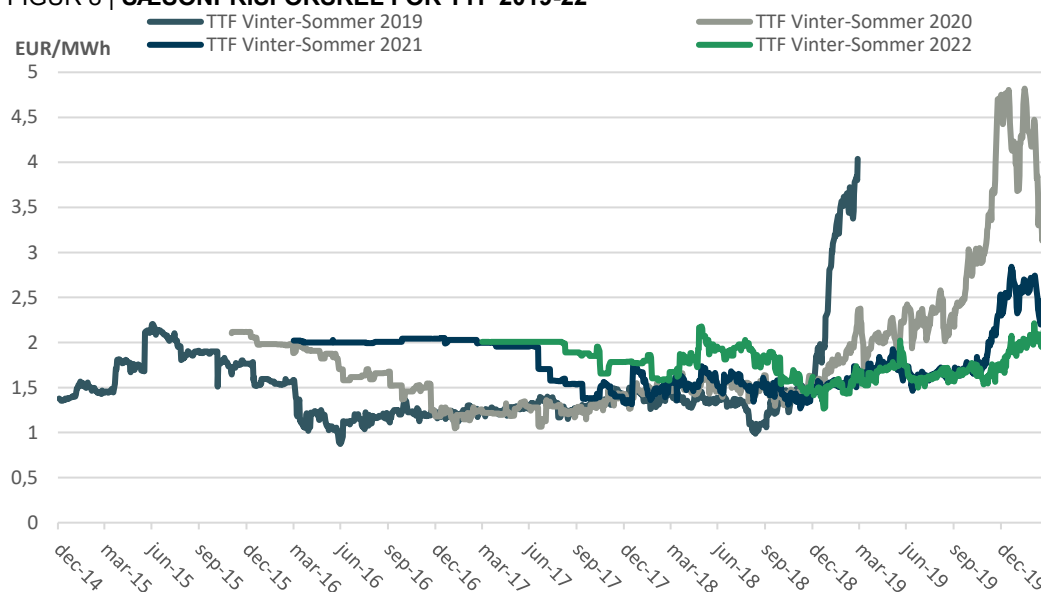
I januar 2019 blev den sidste lagerkapacitet for lageråret 2019 udsolgt, jf. figur 7.<sup>10</sup> Dette skete til en højere pris, end hvad lagerkapaciteten er blevet solgt til de foregående år, jf. tabel 3, og skyldes en markant stigning i gasprisspændet mellem sommer- og vinterprodukter i 2019 på de nordvesteuropæiske markeder, jf. figur 8.

Sommer-vinter prisspændet for gas er med til at definere lagerpriserne, da prisspændet er et udtryk for markedsaktørernes mulighed for at skabe fortjeneste ved at købe gas om sommeren med henblik på at sælge gassen den følgende vinter. Både i vinteren 2018/2019 og i vinteren 2019/2020 er prisspændet steget, da begge vintre har været udsædvanligt milde. De milde vintre har betydet en rigelighed af gas, som har fået prisen på gas den følgende sommer til at falde. Når gasprisspændet overstiger aktørernes omkostninger til lager, kan aktørerne med fordel købe lagerkapacitet og samtidigt indgå kontrakter om køb af sommergas og salg af vintergas. Derfor betyder et højere prisspænd en højere sandsynlighed for, at kapaciteten i gaslagerne bliver udsolgt.

<sup>10</sup> Den 6. februar 2020 blev 1 TWWh for lageråret 2020 solgt, og efter en revaluering af lagerkapaciteten blev yderligere 0,5 TWWh ny kapacitet for samme lagerår udbudt og solgt 23. april 2020. Herefter er kapaciteten udsolgt for lagerår 2020.

Energinet gastransmissionsoperatør (Gas TSO) indkøber gas til lager (nødlager) for at kunne supplere forsyningen af de beskyttede kunder i en nødsituation (Emergency). Hidtil har indkøb af nødlager været bestemt af den gasmængde, der skal til for at sikre forsyningen i en situation, hvor Tyra-Nybro svigter i 60 dage. Men under Tyra genopbygningen er nødlagerets volumen bestemt af en situation, hvor der hverken kommer gas fra Tyra-Nybro eller fra Tyskland i en periode på 30 dage. Det betyder, at nødlager stiger fra hidtidige ca. 100 mio. m<sup>3</sup> til ca. 170 mio. m<sup>3</sup>. Markedet skal i stedet kunne forsyne de beskyttede kunder fra lagrene og de gasleverancer, der kommer fra Syd Arne-ledningen og fra biogasproduktionen.

FIGUR 8 | SÆSONPRISFORSKEL FOR TTF 2019-22



Kilde: Forsyningstilsynet baseret på ICE data, <https://www.theice.com/about>. TTF er den nederlandske handelsplads for gas, og er med den største omsætning i Europa prissættende for Nordvesteuropa.

## PRISER

### MARKEDSSAMMENSÆTNING

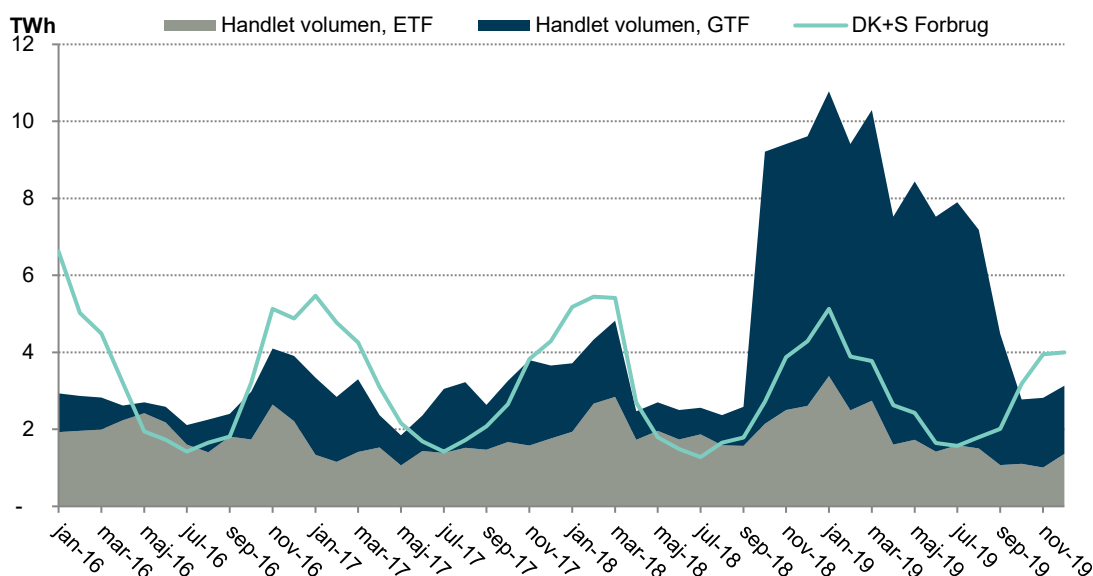
#### HANDLEDE PRODUKTER

I Danmark handles gas på gasbørsen PEGAS ETF<sup>11</sup> eller ved bilaterale kontrakter, som leveres på punktet Gas Transfer Facility (GTF). Tidligere år blev der handlet mere på gasbørsen end ved bilaterale kontrakter, men i 2017 var mængderne på GTF en smule over ETF. I 2018 oversteg handlen på PEGAS ETF handlen på GTF i årets tre første kvartaler. Fra fjerde kvartal 2018 og frem til nedlukningen af Tyra platformen i 21. september 2019 var handlen på GTF markant højere end tidligere, jf. figur 9.

<sup>11</sup> Den franske børs Powernext, der opererer PEGAS platformen, blev integreret med den tyske børs EEX per 1. januar 2020. Børshandel med dansk naturgas vil herefter foregå på EEX.

Den markante stigning i gas handlet på bilaterale kontakter, der leveres på GTF, kan bl.a. skyldes en stigning i antallet af kontrakter, en stigning i volumen pr. kontrakt eller at GTF i større grad anvendes som leveringspunkt end tidligere. De danske forsyningskilder omfatter naturgasproduktion i Nordsøen (inkl. import fra det norske felt Trym), import fra Tyskland og bionaturgasproduktion. Der er ikke leveret betydeligt større gasmængder til Danmark fra disse forsyningskilder fra 4. kvartal 2018 og frem, jf. figur 4. Dermed ser mængderne på GTF ikke ud til at skyldes, at der er kommet mere gas til det danske marked. Efter nedlukningen af Tyra er handel med levering på GTF igen på normalt niveau, men stadig væsentligt højere end handlen på PEGAS ETF.

FIGUR 9| **HANDLET VOLUMEN PÅ EXCHANGE TRANSFER FACILITY (ETF) OG GAS TRANSFER FACILITY (GTF), 2016 - DECEMBER 2019**



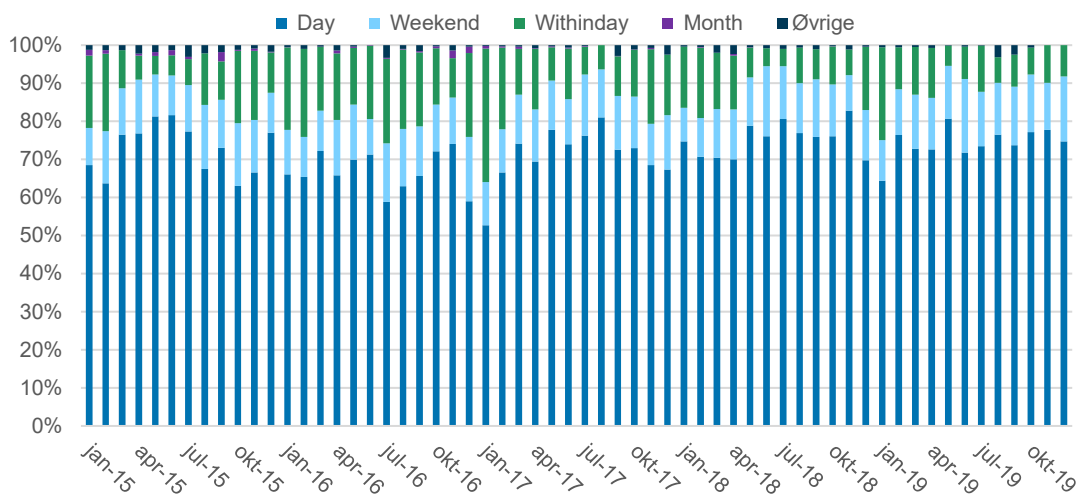
Kilde: Forsyningstilsynet baseret på data fra PEGAS ETF og Energinet.

I 2019 blev der handlet 21 TWh på PEGAS ETF og 61 TWh på GTF, hvilket samlet er historisk højt. I fjerde kvartal blev der dog kun handlet 3,5 TWh på PEGAS ETF mod 5 TWh på GTF. Der bliver således handlet væsentligt færre volumener på PEGAS ETF efter Tyra nedlukningen. Den handlede volumen på PEGAS ETF var ca. 45% lavere i fjerde kvartal 2019 sammenlignet med den gennemsnitlige volumen i fjerde kvartal de foregående 3 år. Antallet af handler var dog kun ca. 20% lavere.

Der handles primært spotprodukter på den danske gasbørs, hvor day-ahead- og weekend-produkter stod for 94 pct. af den handlede volumen og 88 pct. af antallet af handler i 2019. Antallet af handlede day-ahead og weekend-produkter er steget over de sidste fem år, om end der i 2019 har været et mindre fald sammenlignet med 2018.

Handlen med within-day-produkter udgjorde 5 pct. af den handlede volumen og 12 pct. af antallet af handler. Både volumen og andelen af within-day-handel har samlet set været stabil i perioden fra 2015 til 2019, jf. figur 10.

**FIGUR 10| FORDELING AF HANDLEDE PRODUKTER PÅ PEGAS ETF PR. MÅNED (VOLUMEN), 2014-2019**



Kilde: Forsyningstilsynet baseret på data fra PEGAS ETF.

Handlen med month-ahead-produkter på PEGAS ETF har været faldende siden 2014, og der var ingen handel af month-ahead produkter i 2019, jf. figur 10. Sammenlignet med gashubs i Nederlandene (TTF) og Tyskland (NCG og Gaspool) er andelen af spothandel på den danske gasbørs relativ høj. Disse gashubs anvendes i højere grad til handel med forward-produkter bl.a. til risikoafdækning, også af danske aktører. Særligt TTF, som er det mest likvide gashub i Europa, har tiltrukket handel med lange gasprodukter og forward-produkter.

#### MARKEDSKONCENTRATION

Markedskoncentrationen for engroshandel på det danske marked (PEGAS ETF og GTF) er steget i 2019 på både købs- og salgssiden, dog med undtagelse af ETF på købssiden som er faldet marginalt. For PEGAS ETF og GTF samlet set var HHI<sup>12</sup> for 2019 på salgssiden på 2.530, mens HHI på købssiden var 2.950, hvilket er det højeste siden 2014. Markedskoncentrationen varierede i løbet af året og svingede fra mellem 1.271 til 5.861.

<sup>12</sup> Til måling af markedskoncentration anvendes Herfindahl-Hirschmann index (HHI), som resulterer i en værdi mellem 0 (perfekt konkurrence) og 10.000 (monopol). Grundet dataændring i løbet af 2019 er HHI kun beregnet for de første 10 måneder af 2019.



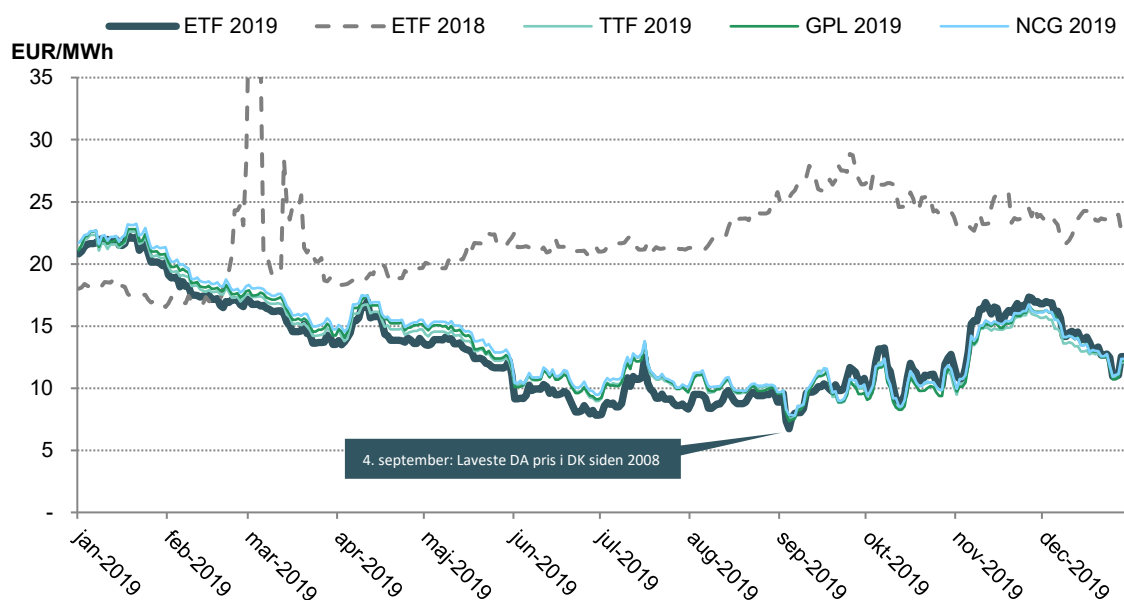
Den forventede stigning i produktionen af bionaturgas og mulige nye biogasaktører kan få en positiv effekt på markedsconcentrationen for det danske gasmarked. Produktionen af bionaturgas har dog ikke været stor nok til at påvirke markedsconcentrationen i 2019.

### PRISUDVIKLING

Spotpriserne på det danske gasmarked har generelt været stigende siden 2016 og frem til september 2018, hvor prisen var tæt på 30 EUR/MWh. Herefter faldt priserne kraftigt frem til juni 2019, hvor prisniveauet stabiliserede sig på omkring 9-10 EUR/MWh frem til starten af november om end med en høj volatilitet fra slutningen af sommeren. Den laveste dagspris siden 2008 blev observeret 4. september 2019: 6,73 EUR/MWh, jf. figur 11. Priserne steg til lidt over 15 EUR/MWh i november og faldt igen i løbet af december. Gennemsnitsprisen på day-ahead-markedet i Danmark var 13,26 EUR/MWh i 2019, hvilket er 40 pct. mindre end i 2018. Day-ahead-prisen i 2019 sluttede på 7,32 EUR/MWh under prisen i starten af året.

Der har i Europa været et relativt mildt forår, og der er derfor blevet forbrugt mindre gas end normalt. Samtidigt er der importeret store mængde LNG til Europa, hvilket har medvirket til at presse priserne ned. Der kom i 2019 tæt på 76 mio. tons LNG til i Europa, hvilket svarer til en femtedel af importen af gas til Europa. Importen af LNG steg 80 pct. i forhold til 2018. Denne stigende tendens forventes at forsætte i 2020.

FIGUR 11 PRISUDVIKLING FOR DAY-AHEAD I DANMARK, NEDERLANDENE OG TYSKLAND, 2019



Kilde: Forsyningstilsynet baseret på data fra PEGAS ETF og EEX.

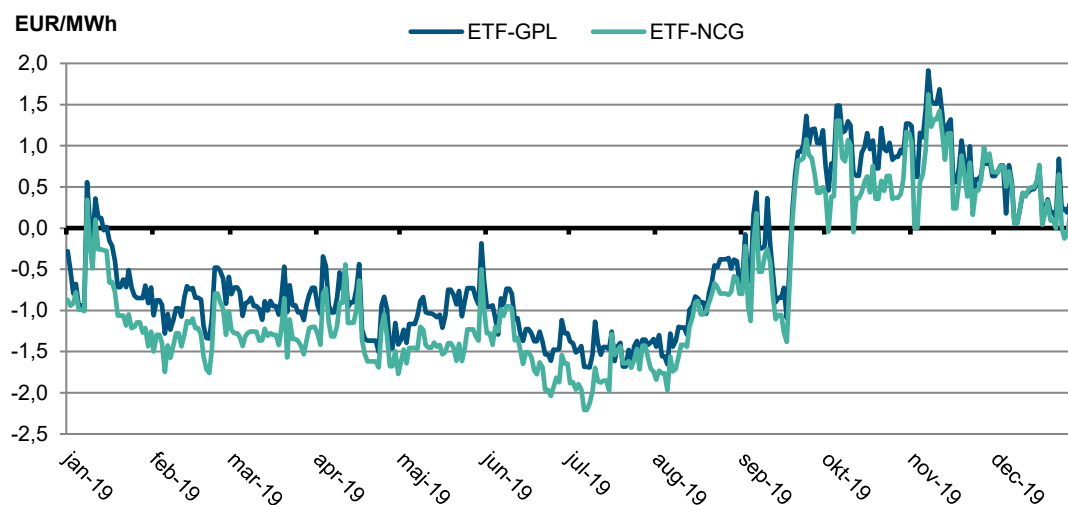
Note: Spotpriserne på day-ahead-markedet opgøres med European Gas Spot Index (EGSI) for danske Exchange Transfer Facility (ETF), nederlandske Title Transfer Facility (TTF), samt tyske Gaspool (GPL) og NetConnect Germany (NCG). EGSI beregnes for hver leveringsdag som et volumenvægtet gennemsnit af dags- og weekendkontrakter med levering den pågældende dag.

Selvom de danske spotpriser generelt følger prisudviklingen på de øvrige nordvesteuropæiske gashubmarkeder ganske tæt, var spotpriserne i Danmark generelt lavere end priserne på de tyske gashubs i perioden op til Tyras nedlukning 21. september som følge af den gunstige forsyningssituation. Priserne steg dog fra august sammenlignet med priserne på de tyske gashubs, og har siden nedlukningen ligget over priserne i Tyskland, jf. figur 11 og 12.

Forskellen mellem den danske day-ahead gaspris og de tyske day-ahead gaspriser var -0,94 EUR/MWh og -1,26 EUR/MWh for hhv. GPL og NCG før nedlukningen af Tyra og +0,81 EUR/MWh og +0,58 EUR/MWh for hhv. GPL og NCG efter nedlukningen af Tyra, jf. figur 12.

I en normal vinter kan det, på grund af det høje importbehov under Tyra-nedlukningen, forventes, at prisforskellen er tæt på eller over omkostningen til daglig uafbrydelig kapacitet fra Tyskland til Danmark, da dette er marginalomkostningen for import. Dette var også tilfældet fra tidspunktet for nedlukningen indtil midten af november. Herefter faldt prisforskellen til under halvdelen af omkostningen på grund af det milde vejr og deraf følgende lavere importbehov.

FIGUR 12| DAY AHEAD PRISFORSKEL MELLEML DANMARK (ETF) OG TYSKLAND (GPL OG NCG), 2019

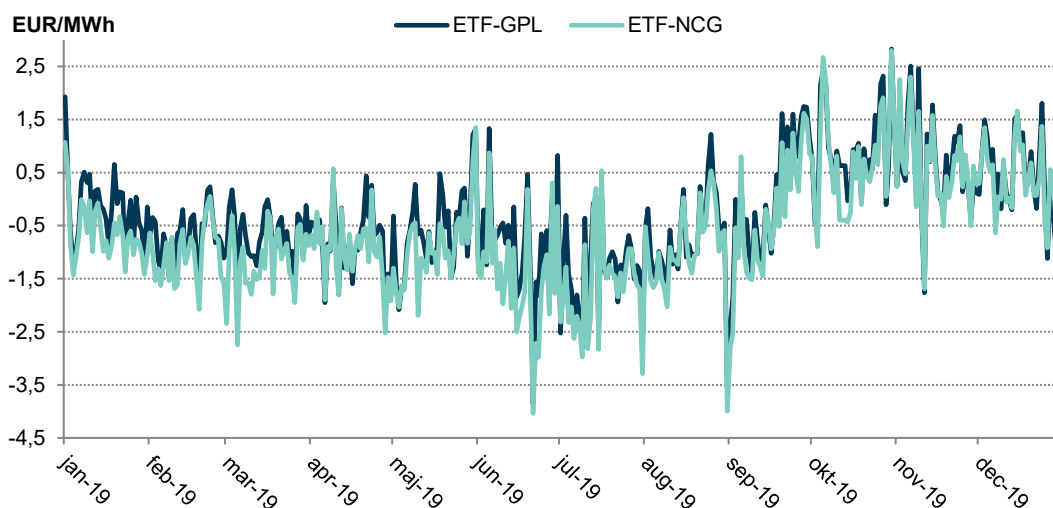


Kilde: Forsyningstilsynet baseret på data fra PEGAS ETF og EEX.

Note: Spotpriserne på day-ahead-markedet opgøres med European Gas Spot Index (EGSI) for danske Exchange Transfer Facility (ETF), nederlandske Title Transfer Facility (TTF) samt tyske Gaspool (GPL) og Net-Connect Germany (NCG). EGSI beregnes for hver leveringsdag som et volumenvægtet gennemsnit af dags- og weekendkontrakter med levering den pågældende dag.

Prisen på within-day følger generelt prisen på day-ahead, men er mere volatil. Priserne på within-day i Danmark har i gennemsnit været 13,31 EUR/MWh før Tyra lukkede og 13,46 EUR/MWh efter. Til sammenligning var de gennemsnitlige priser før Tyra lukkede på GPL og NCG hhv. 13,97 EUR/MWh og 14,32 EUR/MWh. Efter Tyra lukkede var de gennemsnitlige priser på GPL og NCG hhv. 12,78 EUR/MWh og 12,91 EUR/MWh. Der er større udsving i prispændet for within-day-markedet mellem den danske gashub og de to tyske gashubs end på day-ahead-markedet, jf. figur 13.

FIGUR 13| WITHIN-DAY PRISFORSKEL MELLEML DANMARK (ETF) OG TYSKLAND (GPL OG NCG), 2019



Kilde: Forsyningstilsynet baseret på data fra PEGAS ETF og EEX.

Note: Within-day-prisen opgøres med Within Day Reference Price (WDRP), som beregnes for hver leveringsdag som et volumenvægtet gennemsnit af alle within-day-handler mellem kl. 08 og 18 på handelsdagen. Hvis der for en leveringsdag ikke er foretaget within-day-handler, anvendes spotindekset, EGSI, for den pågældende leveringsdag

### TRANSPORT AF GAS VED ELLUND I FORHOLD TIL PRISSIGNALER

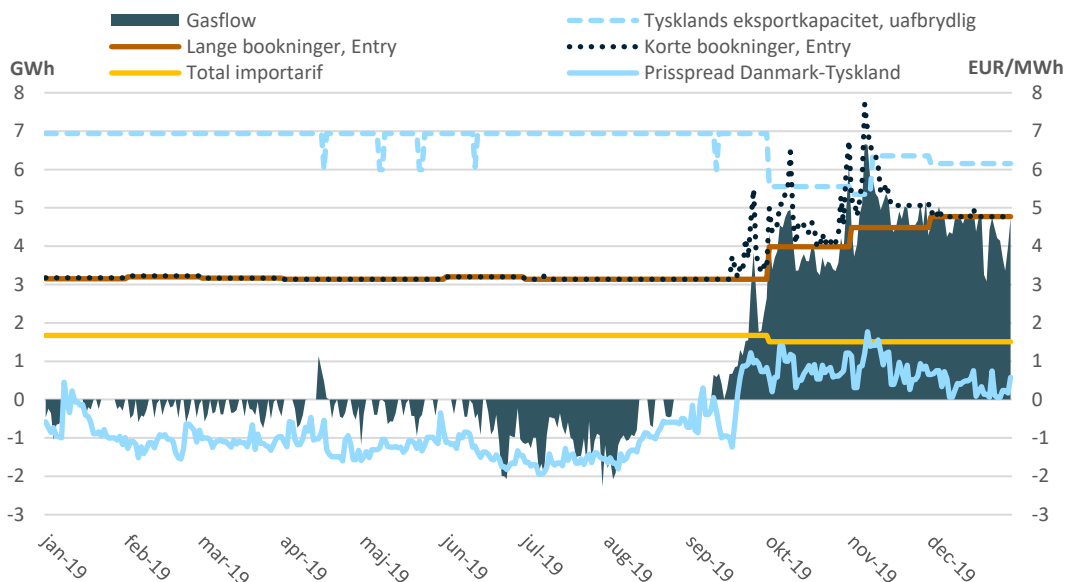
Forsyningstilsynet (dengang Energitilsynet) undersøgte første gang transport af gas ved Ellund-forbindelsen i forhold til prissignaler i rapporten "Konkurrencen på det danske engrosmarked for naturgas" fra december 2015. Her fandt tilsynet, at der relativt ofte forekom eksport af gas fra Danmark til Tyskland i den modsatte retning af, hvad man ville forvente ud fra prissignalet. Der blev eksporteret gas, selv om det burde være mest økonomisk fordelagtigt at sælge gassen i Danmark, og dermed pådrog aktørerne sig et "bevidst" tab.

Forsyningstilsynets løbende analyse og overvågning viser overordnet, at der i 2019 ikke har været større, systematisk adfærd med transport af gas imod prissignalerne. Forsyningstilsynet kan imidlertid konstatere, at enkelte markedsaktører systematisk har eksporteret mindre mængder til Tyskland efter nedlukningen af Tyra på trods af de højere danske priser. Der er tale om ca. 30 GWh svarende til ca. 1% af omsætningen på PEGAS ETF i fjerde kvartal 2019.

Der har i 2019 været flere tilfælde, hvor markedsaktørerne ikke har anvendt transportkapaciteten i Ellund til at udnytte prisforskellene mellem det danske og de tyske markeder, jf. figur 14 og 15, hvor gasflow i Ellund sammenlignes med prisforskellen og transportudgifterne.

Der kan være flere forklaringer på denne adfærd. En mulig forklaring kan være, at aktører undlader at udnytte en del af den allerede bookedede kapacitet i Ellund-forbindelsen for ikke at påvirke prisen på det danske gasmarked gennem et større udbud af gas på gasbørsen. En anden mulig forklaring kan være, at likviditeten på den danske gasbørs på den enkelte handelsdag ikke har været tilstrækkelig til at kunne udnytte prisforskellen mellem det danske og de tyske markeder.

FIGUR 14| GASFLOW OG IMPORTBOOKNINGER VED ELLUND, 2019



Kilde: Forsyningstilsynet baseret på data fra Energinet, Gasunie Deutschland og Open Grid Europe.  
 Note: Importtariff er gennemsnittet af tariffene for import fra Tyskland via GPL og NCG.

Før nedlukningen af Tyra lå de danske spotpriser under de tyske over 98 pct. af dagene med en gennemsnitligt prisforskel på -1,09 EUR/MWh, og der var hovedsagligt eksport til Tyskland. Efter nedlukningen ændrede priserne sig, så den danske spotpris var over de tyske 97 pct. af dagen med en gennemsnitligt prisforskel på 0,70 EUR/MWh.

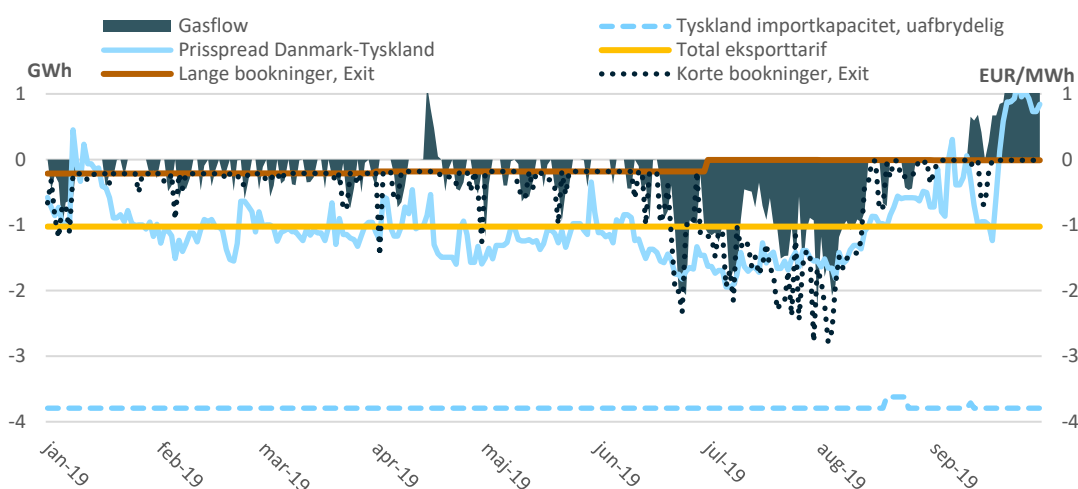
Omfanget af aktørernes manglende udnyttelse af de dansk/tyske prisforskelle analyseres i denne rapport ved at sammenligne aktørernes transmissionskapacitet ved Ellund med den mulige fortjeneste opgjort som prisforskellen mellem Danmark og Tyskland justeret for transportomkostninger. Der sondres mellem variable transmissionsomkostninger (volumentariffer) og totale transmissionsomkostninger (volumen- og kapacitetstariffer).

Aktører, der har købt transmissionskapacitet på lange kontrakter, dvs. med en varighed længere end én dag, kan betragte udgiften til kapacitet som en "sunk cost", der ikke bør påvirke beslutningen om transport af gas på en given dag. Overstiger prisforskellen således de variable omkostninger, vil disse aktører med fordel og uden risiko kunne udnytte muligheden for handel på tværs af grænsen.

Aktører, der ikke har købt transmissionskapacitet på lange kontrakter, vil kun med fordel og uden risiko transportere gas, hvis prisforskellen overstiger både de variable omkostninger og kapacitetstariffen for day-ahead (eller within-day) transmissionskapacitet.

Både i starten af januar 2019 og i starten af september oversteg den danske pris kortvarigt begge de tyske priser, jf. figur 14, men på trods af flere markedsaktørers lange transmissionsbookninger, blev dette ikke udnyttet til import til Danmark. Til gengæld blev en længere periode over sommeren, hvor forskellen mellem de tyske og de danske priser var højere end de totale transmissionsomkostninger, udnyttet til eksport af gas til Tyskland på både lange og korte transmissionskontrakter, inklusiv afbrydelige, jf. figur 15.

FIGUR 15| GASFLOW OG EKSPORTBOOKNINGER VED ELLUND, JAN-SEPT 2019

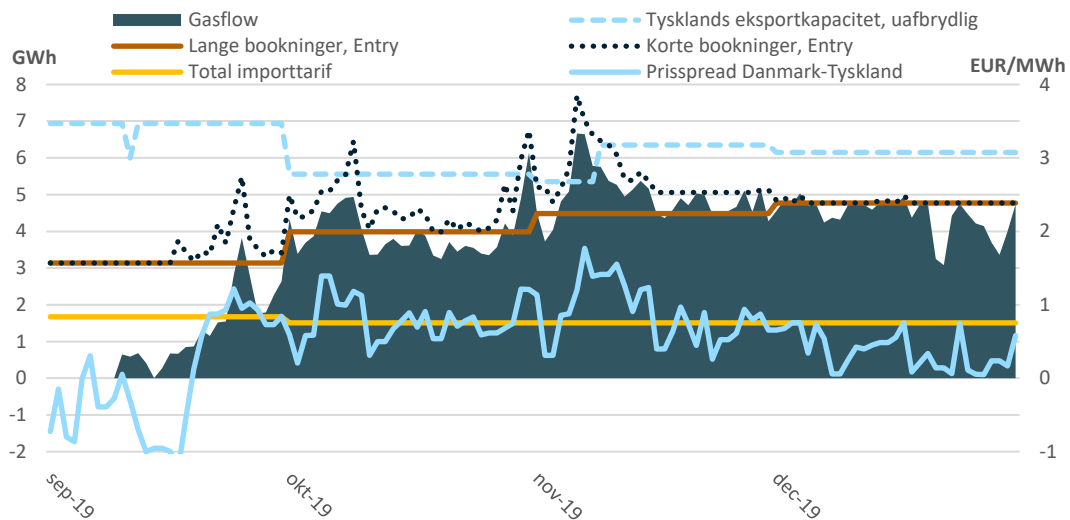


Kilde: Forsyningstilsynet baseret på data fra Energinet, Gasunie Deutschland og Open Grid Europe.

Fra tidspunktet for nedlukningen af Tyraplatformen den 21. september til udgangen af november blev der importeret væsentligt færre mængder til Danmark end kapaciteten booket på lange transmissionskontrakter på både den tyske og den danske side af Ellund-forbindelsen. Enkelte markedsaktører med lange kontrakter udnyttede ikke den høje prisforskel på i gennemsnit 0,70 EUR/MWh i perioden på trods af, at den marginale transportudgift var nul, jf. figur 16. Det samme gjorde sig gældende i slutningen af december om end både prisforskellen og mængden af ubrugt kapacitet var mindre.

I perioden efter Tyra-nedlukningen blev der købt kortere transmissionskontrakter og importeret mængder på disse i henhold til prissignalerne.

FIGUR 16| GASFLOW OG IMPORTBOOKNINGER VED ELLUND, SEPT-DEC 2019



Kilde: Forsyningstilsynet baseret på data fra Energinet, Gasunie Deutschland og Open Grid Europe.

Forsyningstilsynet har i de kommende år særligt fokus på Ellund-forbindelsen, og vil fortsat analysere og overvåge, om der i større grad eller systematisk transporteres gas imod prissignalerne, og om kapaciteten i Ellund-forbindelsen udnyttes effektivt.