



Forsyningstilsynet

# Markedsrapport for 2021 Engrosmarkedet for gas

---

RAPPORT

JUNI 2022

---

**FORSYNINGSTILSYNET**

Torvegade 10  
3300 Frederiksværk

---

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

---

# Indhold

RESUMÉ .....	3
FOKUSOMRÅDER FOR 2022 .....	5
REMIT OG OVERVÅGNING AF ENGROSMARKEDET FOR GAS .....	6
VIGTIGE BEGIVENHEDER I 2021 .....	7
PRODUKTION OG FORBRUG .....	8
PRODUKTION .....	8
FORBRUG .....	12
IMPORT OG EKSPORT .....	13
IMPORT .....	13
EKSPORT .....	15
TRANSMISSION .....	15
LAGER.....	17
PRISER .....	21
MARKEDSFORHOLD .....	21
PRISUDVIKLING .....	24
TRANSPORT AF GAS VED ELLUND I FORHOLD TIL PRISSIGNALER .....	28

---

## RESUMÉ

Prisudviklingen på det danske gasmarked var i 2021 præget af markante udsving og et unormalt højt prisniveau. Den gennemsnitlige pris var 376 pct. højere end i 2020.

Især var gasmarkedet ramt af store udsving og historisk høje priser i årets sidste tre måneder. Den gennemsnitlige pris for 4. kvartal var over 550 pct. højere end samme periode året forinden. Samtidig var prisudsvingene især usædvanlige i december måned, hvor priserne dag til dag svingede mellem -36 og 32 EUR/MWh. Til sammenligning svinger den normalt mellem -1,5 og 1,5 EUR/MWh.

Den laveste pris i 2021 var til gengæld i februar måned. Det er meget usædvanligt, at årets laveste pris er om vinteren, da efterspørgslen på gas er højest i den periode.

Danmark var nettoimportør af gas igennem hele 2021. Det skyldes, at den danske import af gas er højere end eksporten, bl.a. på grund af istandsættelsen af Tyra-plattformen. Produktionen af naturgas i Danmark var 5 pct. lavere end i 2020 og 57 pct. lavere i forhold til 2019. En stor del af produktionen transporteres direkte til Nederlandene, hvorfor de danske forbrugere i øjeblikket ikke får gavn af gassen fra Nordsøen.

Produktionen af bionaturgas fortsatte med at stige og nåede et nyt rekordniveau i 2021 på ca. 500 mio. m<sup>3</sup>. Samtidig steg også bionaturgassens andel af det danske gasforbrug betragteligt til 26 pct. Bionaturgassen er dermed en stigende kilde til danskernes forbrug af gas.

Det danske gasforbrug har været faldende siden 2016, men stabiliserede sig i 2021 på nogenlunde samme niveau som året før. Det danske gasforbrug er især påvirket af temperaturen. Da året 2021 startede koldt, var forbruget i 1. kvartal 2021 derfor også højere end normalt.

Den samlede import af gas faldt i 2021. Det skyldtes især, at markedsaktørerne i højere grad end tidligere anvendte gaslageret til forsyning af de danske forbrugere under fyringssæsonen. Importen af gas er dog større end det danske gasforbrug, hvilket bl.a. skyldes, at en del af importen transporteres videre til Sverige. Hele den danske import af gas i 2021 kom fra Tyskland.

Gaslagrene havde en samlet kapacitet på knap 10 TWh, hvilket var et fald på ca. 10 pct. i forhold til 2020. Faldet skyldes bl.a., at den importerede gas fra Tyskland har en lavere brændværdi og er mindre komprimerbar sammenlignet med gas fra Nordsøen. Samtidig solgte gaslageret et nyt lagerprodukt, hvor lagerkapacitet inklusiv fysisk gas stilles til rådighed for køberen ved kontraktens start mod tilbagelevering af den fysiske gas ved kontraktens udløb. Lagerkapaciteten blev solgt til en gennemsnitspris 20 pct. højere end i 2020 og 328 pct. højere end i 2018.

Lagrenes fyldningsgrad lå i 2021 på et meget lavt niveau og var tæt på 30 pct. i maj måned. Der var i løbet af året en bekymring for, om gaslagrene ville være tilstrækkeligt fyldte forud for fyringssæsonen. Forsyningstilsynet intensiverede derfor overvågningen af brugen af lageret henover foråret og sommeren med henblik på i tide at kunne forudse mulige forsyningsproblemer henover vinteren.

Gassen i Danmark handles to steder. Enten på gasbørsen EEX med levering på punktet ETF eller som bilaterale aftaler med levering på punktet GTF. I 2021 blev der handlet mest på børsen, hvilket var det omvendte af året før.

Forsyningstilsynet undersøger også udviklingen i markedsconcentrationen på det danske gasmarked. Markedsconcentrationen for engroshandel på det danske GTF-marked er faldet markant for både købs- og salgssiden i 2021. Til gengæld er den stigende for ETF, hvor især salgssiden ligger på et uhensigtsmæssigt niveau med risiko for forvridning af priser.

Under istandsættelsen af Tyra-plattformen har Forsyningstilsynet øget fokus på grænsepunktet mellem Danmark og Tyskland.

Den løbende analyse og overvågning viser overordnet, at der i 2021 har været en delvis systematisk adfærd med en højere grad af transport af gas imod prissignalerne. Det betyder, at flere markedsaktører f.eks. har transporteret gas ud af Danmark, selvom prisen i Tyskland var lavere. Aktørerne kunne derfor med gevinst i stedet have solgt gassen i Danmark og købt den i Tyskland. Forsyningstilsynet overvåger udviklingen og aktørerne tæt, da denne adfærd er uhensigtsmæssig og potentielt kan have en påvirkning på det danske gasmarkeds prisniveau.

## FOKUSOMRÅDER FOR 2022

Forsyningstilsynet har en række fokusområder for gasmarkedet i 2022. Baltic Pipe forventes at åbne den 1. oktober 2022. Forsyningstilsynet vil derfor følge idriftsættelsen i 4. kvartal 2022, og hvorledes Baltic Pipe påvirker gasmarkedet. På grund af den midlertidige nedlukning af Tyra-plattformen har Forsyningstilsynet stadigvæk et fokus på en effektiv udnyttelse af Ellund-grænsepunktet, jf. boks 1. Fokusområderne forventes at ændre sig væsentligt i 2023, hvor både Baltic Pipe og Tyra-plattformen er i fuld drift.

---

### BOKS 1 | FOKUSOMRÅDER FOR 2022

Forsyningstilsynets fokusområder for de første 9 måneder af 2022 knytter sig i høj grad til nedlukningen af Tyra-plattformen i perioden fra september 2019 til 2. kvartal 2023. Markedsovervågningen vil have særligt fokus på Ellund-forbindelsen, da Danmark indtil 1. oktober 2022 kun har én primær forsyningskilde. 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 i 4. kvartal af 2022 derudover følge åbningen af Baltic Pipe og konsekvenserne for det danske gasmarked nøje.

Gasmarkedet har siden efteråret 2021 været præget af unormalt høje engrospriser og store prisudsving. Markedsovervågningen vil derfor have fokus på prisudviklingen på det danske og de europæiske gasmarkeder. Forsyningstilsynet vil også have særligt fokus på forsyningssituationen efter Ruslands invasion af Ukraine, herunder udviklingen i importen af gas til det danske gasmarked. Desuden vil Forsyningstilsynet have fokus på, om markedsdynamikker, handelsadfærd og markedsconcentrationen ændrer sig i denne periode.

Markedsovervågningen vil følge anvendelsen af de danske gaslagre tæt, da hensigtsmæssig anvendelse er central for forsyningssituationen. 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, gasforsyningslovgivningen 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 forbuddene i REMIT mod insiderhandel og markedsmanipulation og forpligtelsen til at offentliggøre intern viden overholdes.

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. 126 af 6. februar 2020) og Bekendtgørelse om Forsyningstilsynets overvågning af det indre marked for el og naturgas m.v. (BEK nr. 2249 af 29. december 2020).

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

## VIGTIGE BEGIVENHEDER I 2021

Den midlertidige nedlukning af Tyra-plattformen i 2019 og de efterfølgende år har stor betydning for det danske engrosmarked for gas. Året 2021 var særdeles begivenhedsrigt for engrosmarkedet i Danmark, hvor engrospriserne slog rekord flere gange.

TABEL 1 | VIGTIGE BEGIVENHEDER FOR DET DANSKE GASMARKEDE, 2021

7. januar 2021	Grønne gascertifikater skal deklarerer, så det fremgår tydeligt, hvorvidt de kommer fra anlæg, som er opført med eller uden statsstøtte. Det følger af krav fra EU-direktiv. Læs mere <a href="#">her</a> .
29. marts 2021	Det danske gaslager tømmes hurtigt og når på dette tidspunkt den laveste fyldningsgrad siden 2018 ifølge Energi Data Service.
1. april 2021	Et politisk flertal godkender opførelsen af en gasledning til Lolland og Falster. Gasledningen skal især forsyne danske sukkerfabrikker i området. Gasledningen skal også bidrage til øget biogasproduktion. Den nye gasledning forventes ikke at ændre på de danske konkurrenceforhold. Læs mere <a href="#">her</a> .
26. april 2021	Forsyningstilsynet godkender i koordination med Bundesnetzagentur Energinets, Gasunie Deutschlands og Open Grid Europes fælles forslag om etablering af ny uafbrydelig sydgående kapacitet i Tyskland ved Ellund-punktet. Læs mere <a href="#">her</a> .
8. juli 2021	Etableringsfasen af Baltic Pipe stoppes midlertidigt som følge af Miljøklagenævnets underkendelse af Miljøstyrelsens hidtidige etableringstilladelse. Klagenævnet fandt det ikke tilstrækkelig belyst, hvorledes dyrearter som hasselmusen ville berøres af projektet. Læs mere <a href="#">her</a> .
14. juli 2021	Klimapakken "Fit-for-55" bliver præsenteret af Europa-Kommissionen. Formålet er at bringe lovgivningen i overensstemmelse med målet om mindst 55 pct. reduktion i udledninger. Læs mere <a href="#">her</a> .
25. august 2021	Åbningen af gasledningen mellem Rusland og Tyskland, Nordstream II forventes forsinket, da en tysk regional domstol afviser en klage fra Nordstream 2 AG og kræver, at projektet skal leve op til EU-reglerne om bl.a. tredjepartsadgang. Ledningen passerer dansk farvand. Læs mere <a href="#">her</a> .
31. august 2021	Forsyningstilsynet udgiver den årlige National Report. Rapporten omhandler bl.a. overvågning af engrosmarkedet for gas samt den regulatoriske udvikling. Læs mere <a href="#">her</a> .
24. september 2021	Forsyningstilsynet og Energimarknadsinspektionen modtager Energinets og Swedegas' evaluering af Joint Balancing Zone. Forsyningstilsynet sender evalueringen i offentlig høring. Læs mere <a href="#">her</a> .
1. oktober 2021	De to tyske markedszoner, Gaspool (GPL) og NetConnect Germany (NCG) bliver slået sammen til den fælles markedszone, Trading Hub Europe (THE). Læs mere <a href="#">her</a> .
1. november 2021	Total E&P Danmark A/S oplyser i en REMIT-meddelelse, at genidriftsættelsen af Tyra-plattformen udskydes fra juli 2022 til 1. juni 2023 pga. COVID-19.
17. november 2021	Den tyske godkendelsesproces af Nordstream II suspenderes pga. tvivl om selskabsstruktur. Læs mere <a href="#">her</a> .
4. december 2021	Et politisk flertal aftaler at aflyse 8. udbudsrunde af udvinding af gas i Nordsøen og sætter et stop for dansk olie- og gasproduktion i 2050. Læs mere <a href="#">her</a> .
6. december 2021	Forsyningstilsynet godkender Energinets anmeldelse om ændringer af balancemarkedet i Danmark. Som følge af godkendelsen implementeres der bl.a. intradags-forpligtelser i Danmark. Læs mere <a href="#">her</a> .
12. december 2021	Tysklands regering udmelder, at i tilfælde af en optrapning af konflikten på grænsen mellem Ukraine og Rusland, så vil Nordstream II ikke få lov til at blive taget i brug. Læs mere <a href="#">her</a> .
15. december 2021	Regeringen præsenterer "Grøn Gasstrategi" for gassens rolle i den grønne omstilling og en strategi om "Fremtidens Grønne Brændstoffer". Læs mere <a href="#">her</a> .
15. december 2021	Europa-Kommissionen præsenterer en brint- og dekarboniseringsgaspakke, der skal skabe rammerne for et brintmarked og bidrage til at sænke udledningerne fra gasssektoren. Læs mere <a href="#">her</a> .
23. december 2021	Ny aftale for en ny udbudsmodel for biogas ligger fast. Aftalen har til hensigt at sænke støttebehovet på sigt og bidrage til en reduktion af drivhusgasudledningerne. Læs mere <a href="#">her</a> .
24. december 2021	Spotprisen for det danske engrosmarked slår historisk rekord på gasbørsen EEX og stiger til 180,18 EUR/MWh. Den var til sammenligning 17,49 EUR/MWh året før.

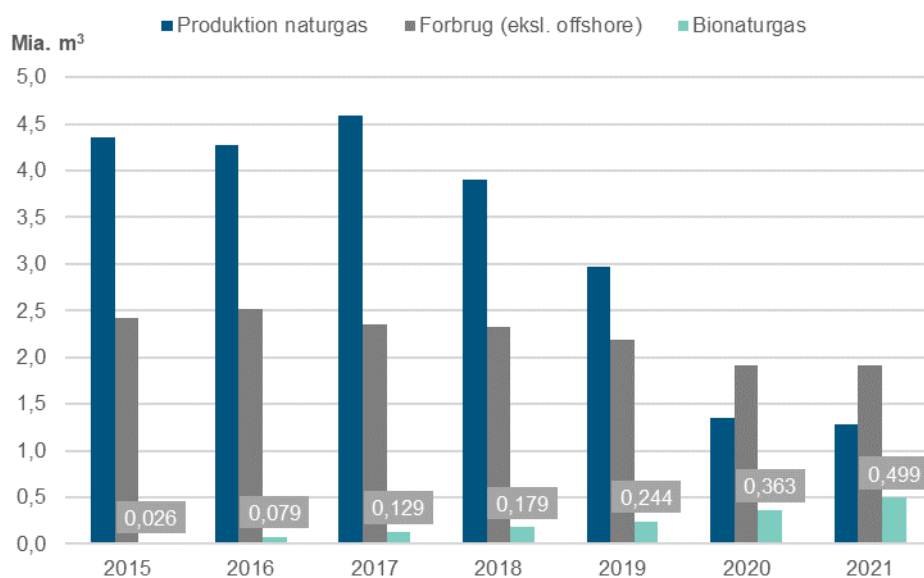
## PRODUKTION OG FORBRUG

### PRODUKTION

Danmarks produktion af naturgas foregår i den danske del af Nordsøen, hvor 17 felter producerede gas frem til 21. september 2019, hvor Tyra-plattformen blev lukket. Herefter har kun 11 felter produceret gas i den danske del af Nordsøen gennem 2021. På grund af nedlukningen af Tyra-plattformen blev størstedelen af denne gasproduktion eksporteret til Nederlandene via offshore-rørledningerne Tyra Vest-F3 og NOGAT i 2021.

Produktionen af naturgas har tidligere været relativt stabil omkring 4-4,5 mia. m<sup>3</sup> per år, men har været faldende de seneste år. Produktionen af naturgas var kun 1.283 mio. m<sup>3</sup> i 2021, hvilket er lavere end produktionen i 2020, som i forvejen var på det laveste registrerede niveau siden 1985. Produktionen i 2021 var 5 pct. lavere end i 2020 og 57 pct. lavere i forhold til 2019, jf. figur 1.

FIGUR 1 | PRODUKTION OG FORBRUG PER ÅR, 2015-2021



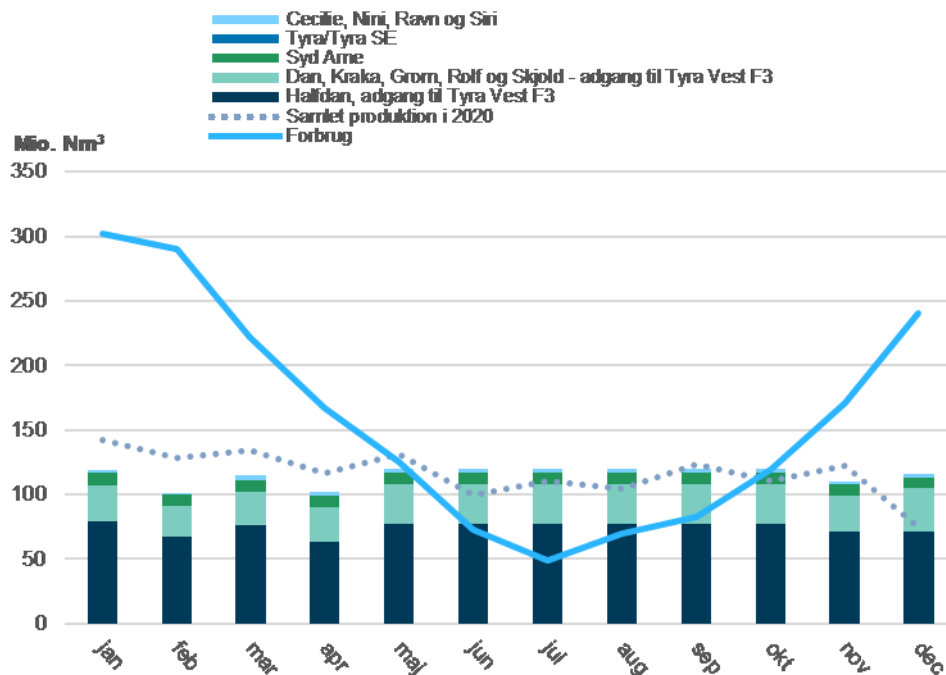
Kilde: Forsyningstilsynet baseret på data fra Energistyrelsen og Energinet.

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

Produktionsniveauet var stabilt igennem 2021 med en månedlig produktion på mellem 96 og 116 mio. m<sup>3</sup>. 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 at eksportere gas til Nederlandene. Det betyder, at kun Syd Arne-gasfeltet har adgang til det danske gasmarked, hvilket medfører, at Danmark ikke er selvforsynende med gas og er afhængig af import fra Tyskland, jf. figur 2.



FIGUR 2 | PRODUKTION OG FORBRUG PER MÅNED FOR GASFELTER, 2021



Kilde: Forsyningstilsynet baseret på data fra Energistyrelsen og Energinet.

#### DET DANSKE MARKED OG TYRA-PLATFOMEN

Tyra-plattformen, som normalt behandler ca. 90 pct. af gasproduktionen fra den danske del af Nordsøen, blev lukket ned i slutningen af 2019 for at blive genopbygget. Nedlukningen har ændret den danske gasforsyning. Danmark var derfor i 2021 fortsat et importland for gas. Tyra-plattformen forventes genidrøftat den 1. juni 2023.

Energinet udgav i oktober 2020 en analyse af forsyningssituationen som følge af nedlukningen af Tyra-plattformen, hvori Energinet vurderede, at der vil være gas nok til at forsyne danske og svenske forbrugere, såfremt importforbindelsen fra Tyskland og gaslagrene anvendes hensigtsmæssigt. Energinet udgav i oktober 2021 en lignende analyse af forsyningssituationen, hvor man konkluderede, at forsyningen var robust frem mod genåbningen af Tyra-plattformen, men at der på grund af den lave fyldningsgrad i gaslagrene i 2021 burde være større fokus på at sikre en optimal udnyttelse af kapaciteten i systemet<sup>3</sup>.

Året 2021 har været udfordrende for forsyningssituationen med lave beholdninger i de danske gaslagre, en kold vinter, store prisstigninger og høj volatilitet. Prisudviklingen er beskrevet nærmere i afsnittet Priser. I både vinteren og foråret 2021 var lagerbeholdningen lavere end forventet

<sup>3</sup> Energinet, "Information about gas supply and demand 2021-2022", læs mere [her](#).

og meget under niveau sammenlignet med de samme måneder i 2020. Dette beskrives nærmere i afsnittet Lager.

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 nedlukningen af Tyra-plattformen, hvorefter de tyske gaspriser generelt har været lavere end de danske.

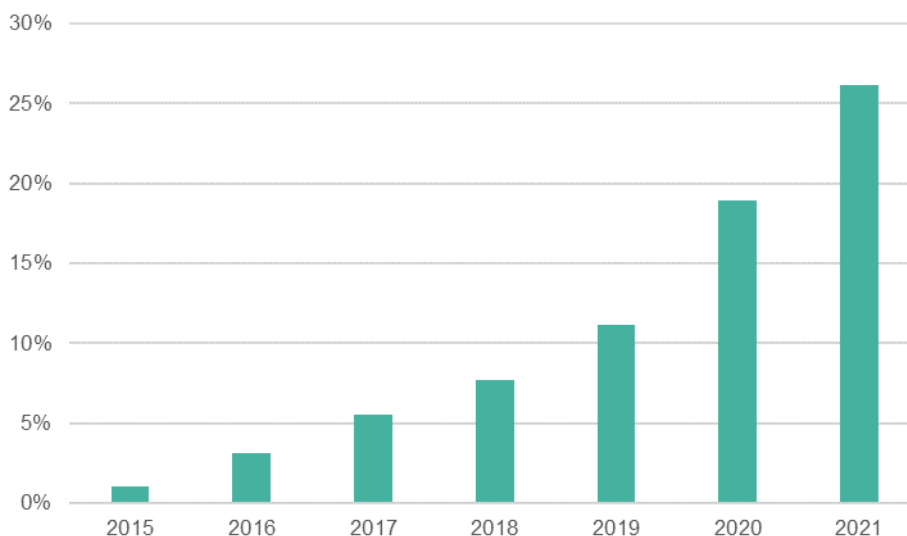
Selskabet Total, som opererer Tyra-plattformen på vegne af parterne i Dansk Undergrunds Consortium (DUC), orienterer om datoen for genidriftsættelse samt om nedlukningen og genopbygningen via REMIT-meddelelser. Desuden følger og analyserer Energinet løbende forsyningssituationen.

Forsyningstilsynet følger situationen og markedet tæt gennem den løbende markedsovervågning. Markedsaktørernes anvendelse af entry-punktet Ellund og af de danske gaslagre er afgørende for forsyningssikkerheden. Derudover følger Forsyningstilsynet også handlen og prisudviklingen på det danske og de tyske markeder.

#### BIOGAS

Der er sket en kraftig stigning i produktionen af bionaturgas i Danmark i de seneste år, hvor produktionen i perioden fra 2015 til 2021 er steget fra 26 mio. m<sup>3</sup> til 499 mio. m<sup>3</sup>, jf. figur 1 ovenfor. Bionaturgasproduktionens andel af den danske naturgasproduktion var i 2021 på 27 pct. Dette er 19 procentpoint højere end i 2019 og 6 procentpoint højere end i 2020. Samtidig stod bionaturgasproduktionen for 26 pct. af det samlede danske gasforbrug i 2021. I 2019 svarede bionaturgasproduktionen til 11 pct. af forbruget, jf. figur 3.

FIGUR 3 | BIONATURGAS ANDEL AF DET DANSKE GASFORBRUG, 2015-2021

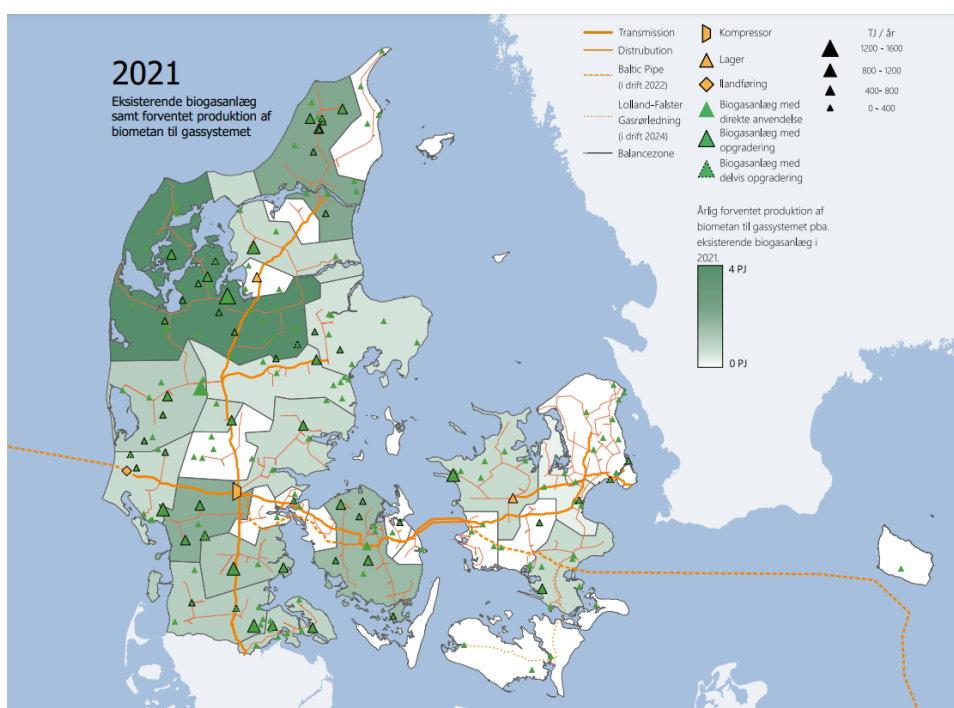


Kilde: Forsyningstilsynet baseret på data fra Energistyrelsen og Energinet.

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

Ved udgangen af 2021 var der i alt 51 producerende biogasanlæg tilsluttet distributionsnettet. Der er planlagt tilslutning af otte nye anlæg frem til og med 2023. Modsat almindelig naturgas tilføres en stor del af den producerede bionaturgas direkte i distributionsnettet og ikke i transmissionsnettet. Dette stiller nye og særlige krav til naturgasnettet. Energinet har anlagt tre tilbageførelsesanlæg, som gør det muligt at tilføre naturgas til transmissionsnettet fra distributionsnettet, når produktionen af bionaturgas overstiger forbruget i distributionsnettet. Energinet forventer, at anlægge minimum seks nye tilbageførelsesanlæg og udvidelse af et eksisterende.

FIGUR 4 | ILLUSTRATION AF BIOGASPRODUKTION I DANMARK



Kilde: Energistyrelsen

Udbredelsen af biogas og andre grønne gasser afhænger især af gældende støtteregime, produktionsomkostningerne samt prisudviklingen for naturgas. Fremskrivningen af den forventede biogasproduktion er dermed stadigvæk underlagt en vis usikkerhed. I Energistyrelsens analyseforudsætninger for 2021 forventes, at 75 pct. af det danske gasforbrug dækkes af grøn gas i 2035, og at det danske gasforbrug allerede i 2040 dækkes fuldt ud af grøn gas.<sup>4</sup>

Det historisk høje prisniveau for naturgas kan forventes yderligere at accelerere produktionen af bionaturgas

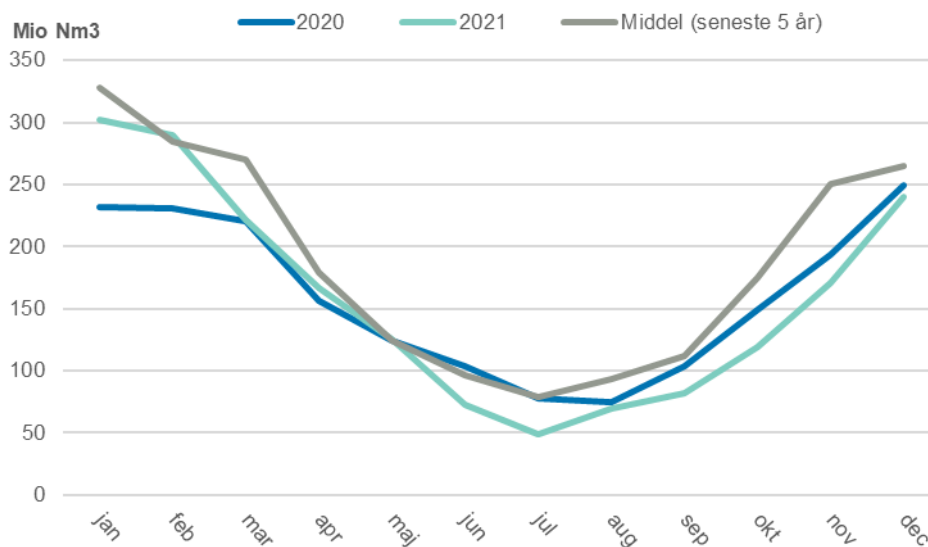
<sup>4</sup> Kilde: Energistyrelsens Analyseforudsætninger til Energinet 2021, inkl. baggrundsnotat for gasstrømme, [læs mere her](#).

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, at den gas der er tilført gasnettet, er bionaturgas og derfor fortrænger fossil gas. Siden november 2017 har det været muligt at overføre bionaturgascertifikater fra Danmark til Tyskland, efter at Energinet indgik en aftale med ejerne af det tyske certifikatregister Deutsche Energie-Agentur. I 2021 udstedte Energinet 41 pct. flere certifikater i forhold til 2020. Antallet af bionaturgascertifikater udstedt i Danmark, der overføres til det tyske certifikatregister DENA, er mere end fordoblet sammenlignet med 2020.

### FORBRUG

Det danske gasforbrug har været faldende de seneste år, men stabiliserede sig i 2021 på samme niveau som i 2020. Det danske gasforbrug var i 2021 på 1.910 mio. m<sup>3</sup>, hvilket kun er 7 mio. m<sup>3</sup> mindre end i 2020, jf. figur 5.

FIGUR 5 | FORBRUG PER MÅNED, 2020-2021



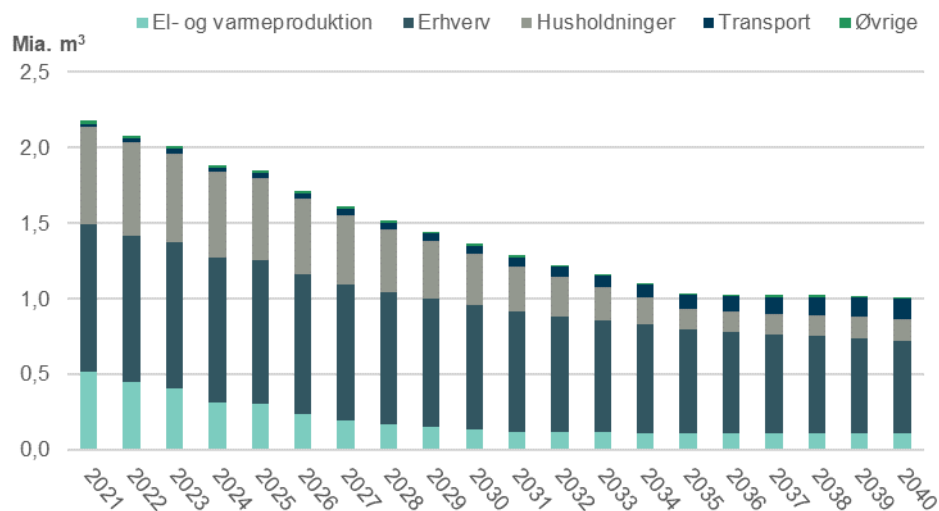
Kilde: Forsyningstilsynet baseret på data fra Energistyrelsen.

Det danske gasforbrug er i høj grad bestemt af temperaturen, da husholdninger primært anvender gassen til opvarmning, og kraftvarmeværker oftest anvender gassen til produktion i vintermånederne. Det danske gasforbrug var i 2021 særligt påvirket af lave temperaturer i januar og februar, hvor gasforbruget var 155 mio. m<sup>3</sup> højere end de samme måneder i 2020.

I Energistyrelsens analyseforudsætninger forventes erhvervskunderne at have forbrugt 980 mio. m<sup>3</sup> i 2021, hvilket svarer til knap halvdelen af det samlede danske forbrug. Derefter var husholdningerne den næststørste forbrugergruppe med 29 pct. af forbruget, mens el- og varmeproduktionens andel var 24 pct., jf. figur 6. Energistyrelsen forventer også, at transportsektorens forbrug

af gas, herunder f.eks. brint, vil stige med knap 500 pct. frem mod 2040, imens de danske husholdninger forventes at have sænket forbruget af gas med 78 pct. i 2035, jf. figur 6.

FIGUR 6 | FORVENTET FORDELING AF DET DANSKE GASFORBRUG, 2021-2040



Kilde: Forsyningstilsynet baseret på data fra Energistyrelsen, Analyseforudsætninger til Energinet 2021.  
 Note: Analyseforudsætningerne er en prognose for kommende år. De udgives på årlig basis.

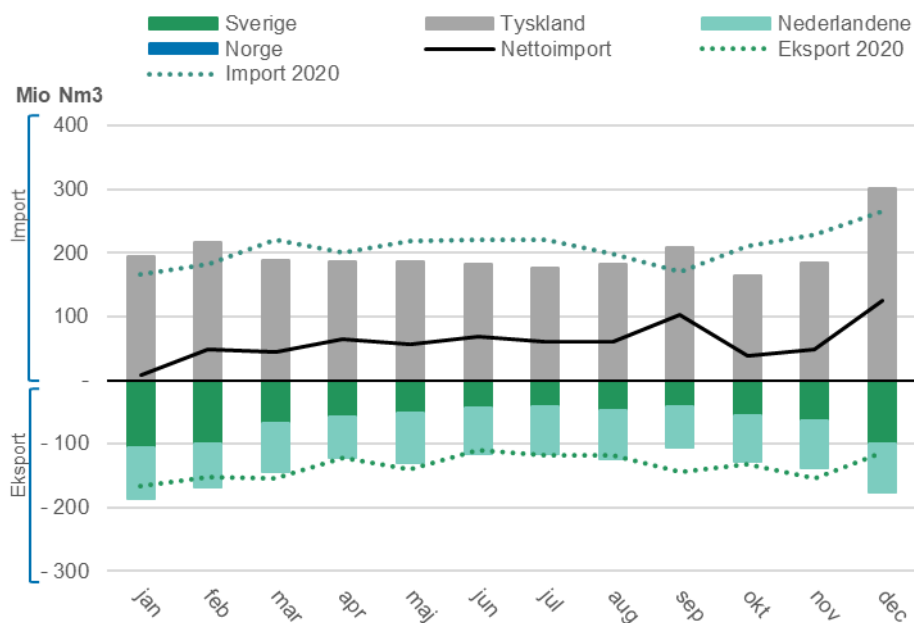
De fire største gasleverandører stod for 93 pct. af leverancen fra transmissionsnettet via distributionsnettet til de danske slutkunder i løbet af 2021. Den tilsvarende andel var 85 pct. for de fire største leverandører til de svenske slutkunder. Der er sket en stigning i de fire største leverandørers andel af de samlede leverancer i Danmark sammenlignet med 2020 (89 pct.). Denne høje markedsconcentration nødvendiggør, at især disse leverandører er sig bevidste om deres forsyningssikkerhedsansvar i perioden, hvor Tyra-plattformen er lukket, og det dansk/svenske marked kun har én reel forsyningskilde.

## IMPORT OG EKSPORT

### IMPORT

Danmark var fortsat nettoimportør af gas i 2021 og importerede 2.378 mio. m<sup>3</sup>, hvilket er på samme niveau som året før, dog med et lille fald på 5,25 pct. sammenlignet med 2020. Danmark har siden 1984 været nettoeksportør, men efter nedlukningen af Tyra-plattformen i september 2019 blev Danmark for første gang siden 1984 nettoimportør af naturgas. Hele den danske import af gas i 2021 kom fra Tyskland, jf. figur 7.

FIGUR 7 | IMPORT OG EKSPORT PER LAND FOR 2021



Kilde: Forsyningstilsynet baseret på data fra Energistyrelsen.

Note: Import fra Norge stammer fra produktion fra det norske gasfelt Trym, som kun er forbundet til det danske system. Produktionen fra Trym-feltet er dog lukket ned under Tyra-ombygningen.

Der blev ikke importeret gas fra det norske felt Trym, der kun er forbundet til det danske opstrømsledningsnet via Harald- og Tyra-plattformene. Feltet forventes derfor først at genoptage produktionen i 2023. Baltic Pipe forventes at blive idriftsat den 1. oktober 2022, hvilket medfører, at op til 10 mia. m<sup>3</sup> gas vil kunne blive transporteret fra Norge via Danmark til Polen. Det betyder, at Danmark vil overgå til at blive transitland for gas. Baltic Pipe vil mærkbart forbedre forsynings-sikkerheden for Danmark, da det åbner for forsyningen af gas fra nye markeder.

Importen fra Tyskland lå på et stabilt niveau over året med et månedligt gennemsnit på 198 mio. m<sup>3</sup>. Dette på trods af det ellers kolde vejr i første kvartal 2021, der havde en gennemsnitstemperatur på 1,6 grader. Importen i 1. kvartal 2021 var på 570 mio. m<sup>3</sup>, hvilket kun var 5,5 pct. højere end i 2020. Samtidig var lagerudtrækket 67 pct. højere i 1. kvartal 2021 sammenlignet med samme kvartal året forinden. Markedsaktørerne sikrede dermed dansk gasforsyning i første kvartal via gaslageret frem for øget import fra Tyskland via Ellund. Den årlige gennemsnitstemperatur var med 8,7 grader tæt på den årlige normaltemperatur. Der blev importeret mest gas i fjerde kvartal 2021. Importen var 651 mio. m<sup>3</sup>, hvilket er et fald fra de to tidligere år, hvor importen i fjerde kvartal lå på 706 mio. m<sup>3</sup> og 872 mio. m<sup>3</sup> for hhv. 2020 og 2019. Importen fra Tyskland var lavest i oktober måned, hvor der blev importeret 164 mio. m<sup>3</sup>. Importen af gas nåede det højeste niveau i december 2021, hvor importen var 302 mio. m<sup>3</sup>, hvilket er 67 mio. m<sup>3</sup> mere end december 2020.

## EKSPORT

I 2021 eksporterede Danmark kun gas til Sverige og Nederlandene. Danmark eksporterede ikke gas til Tyskland, eftersom nedlukningen af Tyra-plattformen betyder, at Danmark har behov for import fra Tyskland, jf. figur 7 ovenfor. Dog har der alligevel været allokeringer af gas til Tyskland, jf. figur 20 i afsnittet *Transport af gas ved Ellund i forhold til prissignaler*. Importallokeringerne overstiger eksportallokeringerne, hvorfor der er fysisk gasflow fra Tyskland til Danmark.

Danmark eksporterede 1.650 mio. m<sup>3</sup> naturgas i 2021, hvilket er en stigning på 1,79 pct. sammenlignet med 2020. I 2021 har andelen af eksporteret gas været mere ligeligt fordelt mellem Nederlandene og Sverige ift. året før. Lige over halvdelen af den danske gaseksport, 53 pct., gik til Nederlandene via opstrømsrørledningen Tyra Vest-F3. De resterende 47 pct. af eksporten gik til Sverige og bestod delvist af transitgas importeret fra Tyskland.

## TRANSMISSION

Det danske transmissionssystem er et såkaldt entry-exit-system bestående af en række punkter, hvorfra gassen transporteres ind eller ud af systemet. Flere af punkterne er illustreret nedenfor i figur 8, og er:

- RES Entry: det virtuelle entry-punkt for alle vedvarende gasser, f.eks. bionaturgas, som tilføres gassystemet.
- GTF og ETF: de virtuelle entry-exit punkter for hhv. bilaterale gasaftaler og børshandel.
- Storage: det virtuelle entry-exit punkt for de to gaslagre i Danmark.
- Joint Exit Zone: den virtuelle zone, hvor al gas, som benyttes i Danmark og nettoforbruget i Sverige, tages ud af gastransmissionssystemet.
- Everdrup: nyt entry-exit-punkt for gassen, som kommer til/fra Polen.
- Ellund: entry-exit-punkt for gassen, som kommer til/fra Tyskland.
- Nybro: entry-punkt for gassen, som kommer ind i transmissionssystemet fra gasproduktionsfelterne i Nordsøen.
- Entry North Sea: nyt virtuelt entry-punkt for al gassen, som kommer ind i opstrøm EPII-Grenrørledningen fra Norge.

FIGUR 8 | ILLUSTRATION AF DEN DANSKE ENTRY-EXIT MODEL



Kilde: Energinet

Note: Punktet Faxe har skiftet navn til Everdrup.

Der er i det danske transmissionssystem indført sæsonfaktorer for perioden 1. oktober 2020 til 1. oktober 2022. Formålet med sæsonfaktorer er at sikre forsyningsikkerheden under Tyra-nedlukningen, hvor kapaciteten i Ellund 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 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.

I 2021 har den uafbrydelige sydgående kapacitet på den tyske side af Ellund været 0 GWh/h. Dette har været en fortsættelse af reduktionen fra den tyske transmissionssystemoperatør (TSO), Gasunie Deutschland (GUD), der trådte i kraft den 1. januar 2020, hvor kapaciteten blev reduceret fra 3,6 GWh/h til 0 GWh/h.

Reduktionen har dog ikke hverken i 2020 eller 2021 haft nogen praktisk effekt, da Danmark efter Tyra-nedlukningen er overgået til at være et importland. Der er dermed ikke et aktuelt markedsbetrag for uafbrydelig eksportkapacitet til Tyskland. I 2020 fremlagde de tre TSO'er, danske Energinet og tyske GUD og OGE, et fælles projektforslag om etablering af ny uafbrydelig kapacitet på tysk side på 2,5 GWh/h fra 2027, der afspejler efterspørgselsindikationerne fra markedsaktørerne.

Det er en forudsætning for Energinets deltagelse i projektet, at der sker en delvis retablering af den uafbrydelige kapacitet allerede fra 2022.

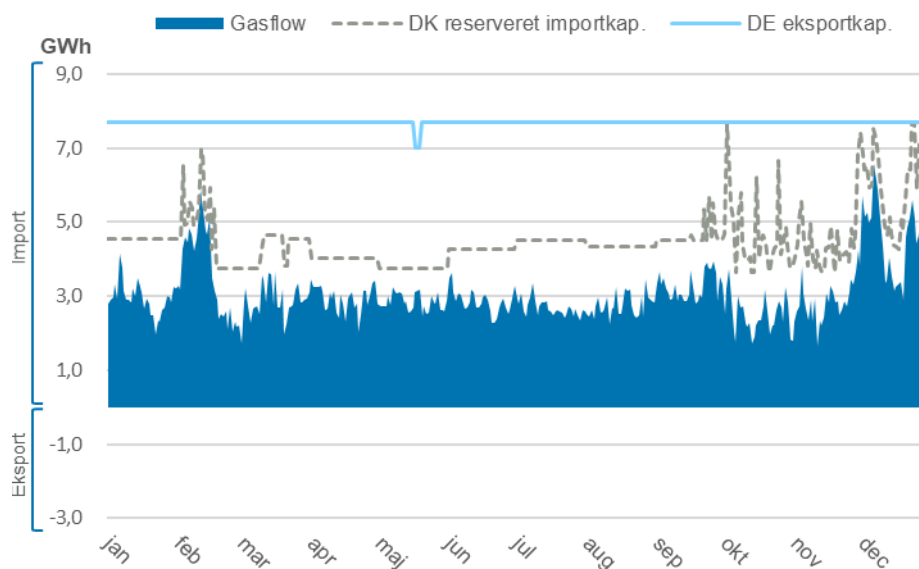
Projektforslaget blev i en koordineret afslutning med den tyske regulator, Bundesnetzagentur, godkendt den 28. april 2021. Den nye kapacitet blev udbudt på auktion i juli 2021. TSO'erne modtog dog ingen bud fra markedsaktørerne. Det betyder, at den nye uafbrydelige kapacitet ikke bliver etableret pga. markedsaktørernes manglende efterspørgsel.

Forsyningstilsynet og Bundesnetzagentur har aftalt at overvåge retableringen af uafbrydelig kapacitet i sydgående retning ved Ellund-grænsepunktet, således at markedsintegration mellem Danmark og Tyskland opretholdes. Der forventes at være efterspørgsel efter eksportkapacitet mod Tyskland, efter at Baltic Pipe idriftsættes 1. oktober 2022.

Danmark har forsat været nettoimportør af gas i 2021 pga. den midlertidige nedlukning af Tyra-plattformen. Markedsaktørerne udnyttede dog langt fra den fulde kapacitet for import til Danmark, jf. figur 9.



FIGUR 9 | UAFBRYDELIG KAPACITET OG GASFLOW VED ELLUND FOR 2021



Kilde: Forsyningstilsynet baseret på data fra Energinet og ENTSOG.

Note: Kapacitet på den tyske side er totalen for GUD (knyttet til GPL) og OGE (knyttet til NCG), nu samlet i THE.

## LAGER

Gas Storage Denmark's (GSD) to gaslagre, Lille Torup og Stenlille, der drives som én virksomhed ud fra en one storage-strategi, havde i 2021 en beregnet lagerkapacitet på 9.422 GWh. Dette er 9,9 pct. mindre end i 2020. Lagerkapaciteten i de to lagre blev i 2021 solgt til en gennemsnitspris på 6,16 EUR/MWh, hvilket er 20 pct. højere end i 2020, 26 pct. højere end i 2019 og 328 pct. højere end i 2018, jf. tabel 2.

TABEL 2 | ÅRLIGE LAGERKAPACITETER OG GENNEMSNISSPRISER

	Lagerkapacitet, GWh	Gennemsnitspris, EUR/MWh
2021	9.422	6,16
2020	10.458	5,14
2019	10.643	4,07
2018	10.422	1,44
2017	10.908	1,30
2016	11.795	1,70

Kilde: Energinets årsrapporter for 2016-2020 og Gas Storage Denmark

Note: Lagerkapaciteten for år 2021 er en beregnet kapacitet baseret på et uvægtet gennemsnit over året.

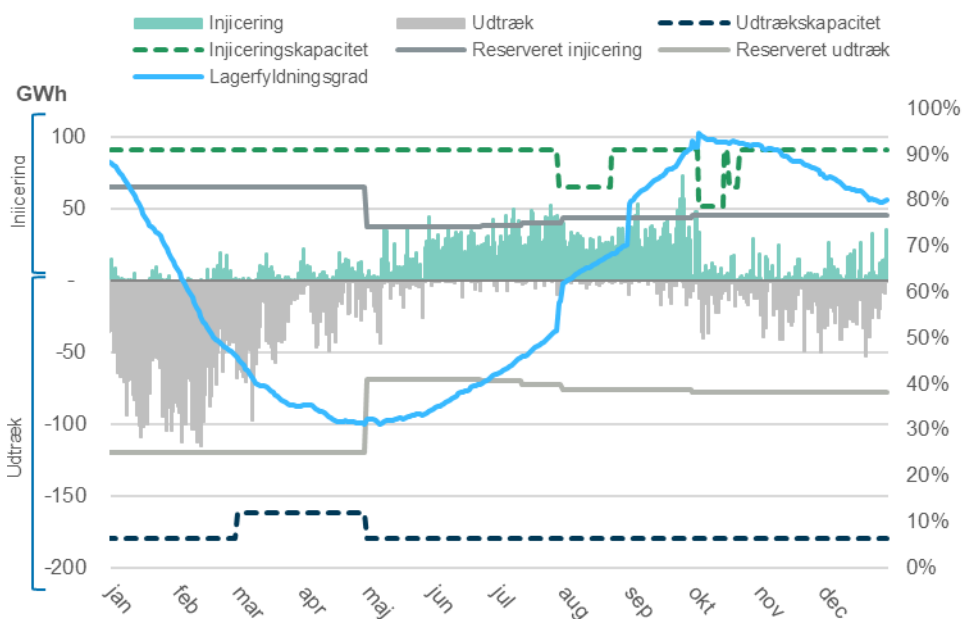
Lageraktivitet er ikke indtægtsreguleret i Danmark. Lagerselskabet og markedet sætter derfor lagerpriser i et forhandlet adgangsregime, og Forsyningstilsynet har ikke hjemmel til at gribe ind i prissætningen på lagermarkedet.

Faldet i lagerkapacitet (GWh) de senere år skyldes bl.a., at gas importeret fra Tyskland har en lavere brændværdi og er mindre komprimerbar end gas fra Nordsøen.

GSD solgte i løbet af 2021 et såkaldt invers lagerprodukt, der indebærer, at GSD stiller lagerkapacitet inklusiv fysisk gas til rådighed for køberen ved lagerkontraktens start mod tilbagelevering af den fysiske gas ved lagerkontraktens udløb. Salget af dette lagerprodukt betød, at den samlede lagerkapacitet blev reduceret i løbet af året.

Brugen af lager var i 2021 kendetegnet ved en generelt meget lav lagerfyldningsgrad, om end brugen af lageret fulgte den sædvanlige sæsonprofil, jf. figur 10. Der var i løbet af året en bekymring for, om gaslagrene ville være tilstrækkeligt fyldte forud for fyringssæsonen. Forsyningstilsynet intensiverede derfor overvågningen af brugen af lageret henover foråret og sommeren med henblik på i tide at kunne forudse mulige forsyningsproblemer henover vinteren.

FIGUR 10 | FYLDNINGSGRAD, LAGERINJICERING OG -UDTRÆK FOR 2021



Kilde: Forsyningstilsynet baseret på data fra Gas Storage Denmark.

De danske gaslagre blev tømt hurtigt gennem de første vintermåneder af 2021. Det skyldtes især, at vinteren var koldere end normalt, hvilket medførte forøget efterspørgsel efter gas til især opvarmning, jf. afsnittet *Forbrug* ovenfor.

Fyldningen i de danske gaslagre var på et lavt niveau sammenlignet med årene før. Året 2021 var kendetegnet ved store prisudsving og et sommer-vinter prisspænd, som var enten nul eller

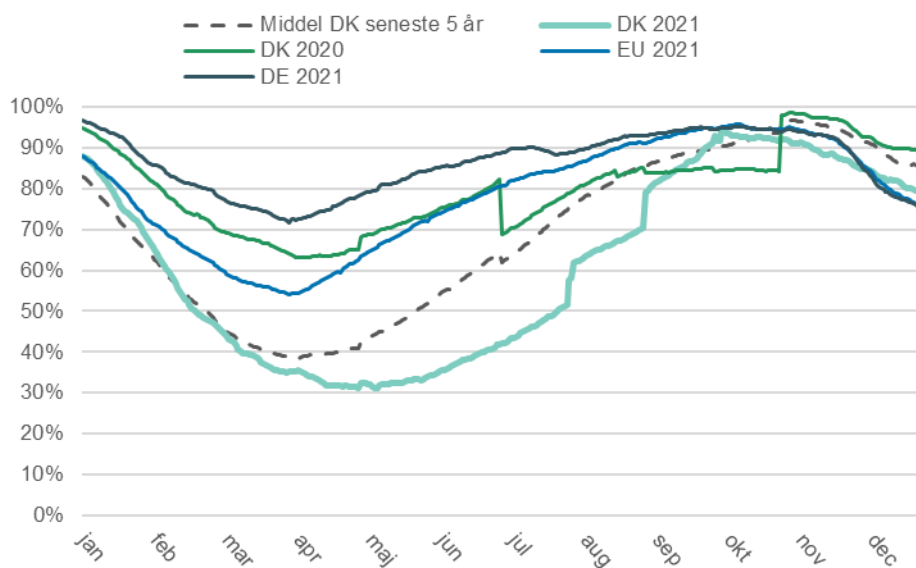
negativt. Det er meget atypisk, at prisspændet er negativt, da det betyder, at prisen for gas til levering om sommeren er højere end prisen for levering om vinteren, hvor efterspørgslen er højest. Markedsaktørerne havde derfor ikke økonomisk incitament til at lagre gas i løbet af sommeren 2021 med henblik på salg om vinteren. De danske gaslagre har haft en lavere fyldningsgrad end de europæiske igennem 2021, men har generelt fulgt samme sæsonprofil, jf. figur 11.

Det danske gaslager spiller stadigvæk en central rolle i perioden indtil åbningen af Baltic Pipe, da importkapaciteten på Ellund-forbindelsen ikke er tilstrækkelig til at forsyne det danske og svenske marked under en kold vinter. Det danske gaslager spiller også en vigtig rolle for den danske gasforsyning under en eventuel dansk eller europæisk nødforsyningssituation, hvor markedet er trådt ud af kraft.

Det er derfor vigtigt for forsyningssituationen på det danske gasmarked, at lagrene fyldes og tømmes på en hensigtsmæssig måde.



**FIGUR 11 | FYLDNINGSGRAD FOR DANMARK, TYSKLAND OG EU FOR 2021**



Kilde: Forsyningstilsynet baseret på data fra Gas Storage Denmark og AGSI+

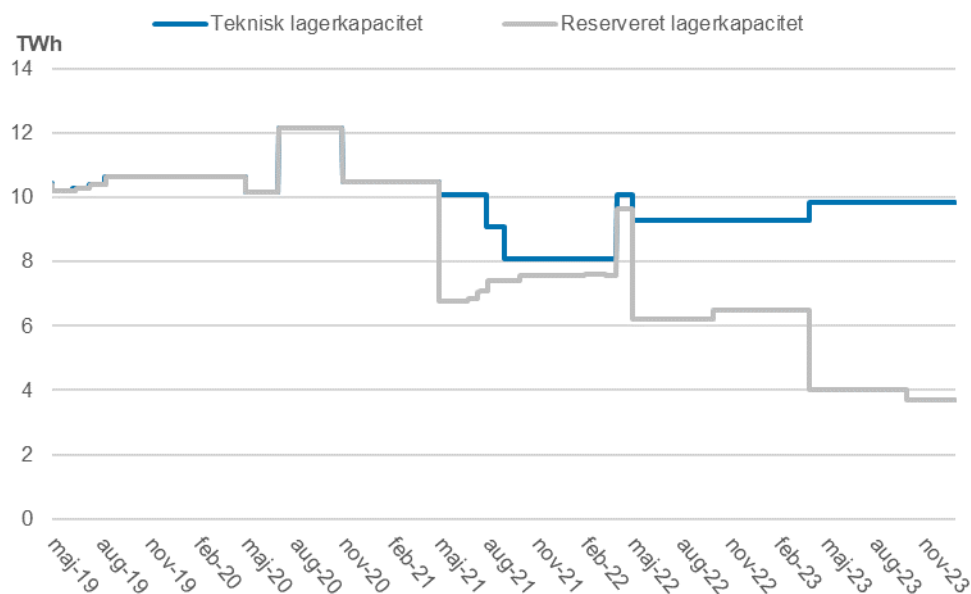
Energinet indkøber gas til lager (nødlager) for at kunne supplere forsyningen af de beskyttede kunder i en nødsituation (Emergency). Hidtil har indkøb af nødlager været bestemt af den gasmængde, der skal til for at sikre forsyningen i en situation, hvor Tyra-Nybro ledningen svigter i 60 dage. Under genopbygningen af Tyra-plattformen 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 Energinets indkøb af nødlager er steget fra ca. 100 mio. m<sup>3</sup> til ca. 140 mio. m<sup>3</sup> under genopbygningen af Tyra-plattformen. Energinets indkøb af nødlager forventes dog at falde igen til ca. 100 mio. m<sup>3</sup> for lageråret 2023.

Lagerkapaciteten for lageråret 2021/22 blev ikke udsolgt før lagerårets start.

De kommende lagerår 2022/23 og 2023/24 er ikke udsolgt pr. januar 2022, jf. figur 12. Det skyldes især den nuværende udvikling i markedsprisen for gas, hvor sommer-vinter prisspændet på gas for den kommende sommer og vinter er tæt på nul, og hvor volatiliteten i priserne på engrosmarkedet er meget høj.

FIGUR 12 | RESERVERET LAGERKAPACITET 2019-2023 PER JANUAR 2022



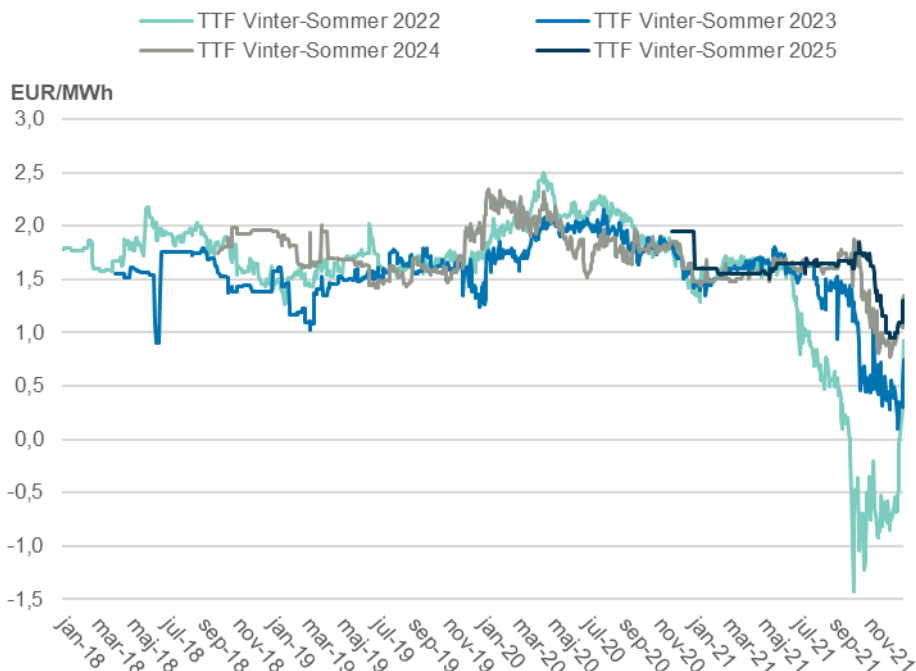
Kilde: Forsyningstilsynet baseret på Energinets Energi Data Service.

Note: Reserveret lagerkapacitet indeholder både solgt kapacitet og solgte optioner på kapacitet. Sidstnævnte udgør kun en mindre del af den reserverede lagerkapacitet.

Sommer-vinter prisspændet for det nederlandske gasmarked, TTF, som er det prissættende gasmarked i Europa, havde igennem 2021 markante prisudsving for kontrakter med levering for både kommende og næstkommende sæson, jf. figur 13.

Prisspændet var ligeledes negativt i store dele af 2021, hvilket gjorde det uprofitabelt for markedsaktører at lægge gas på lager for anvendelse senere. Sommer-vinter prisspændet har ikke været negativt i de seneste mange år, hvilket gør udviklingen i 2021 særligt usædvanlig. I de seneste år har prisspændet for de umiddelbart førstkomende lagerår ligget i mellem 1,5 EUR/MWh og 4,5 EUR/MWh.

FIGUR 13 | SOMMER-VINTER PRISSPÆND FOR TTF, 2018 TIL 2021



Kilde: Forsyningstilsynet baseret på ICE og ICIS.

Note: Forsyningstilsynets datagrundlag ændrede sig pr. 1. januar 2021. Der kan derfor forekomme mindre forskelle i beregningsmetoden for priser før denne dato sammenlignet med efter.

## PRISER

### MARKEDSFORHOLD

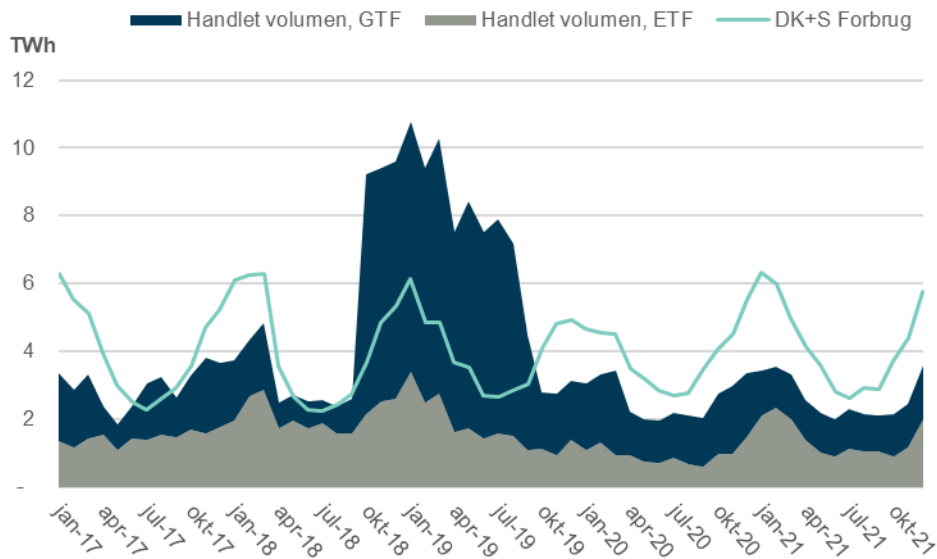
#### HANDLEDE PRODUKTER

I Danmark handles gas på gasbørsen EEX som produktet Exchange Transfer Facility (ETF)<sup>5</sup> eller ved bilaterale kontrakter, som leveres på punktet Gas Transfer Facility (GTF).

I 2021 blev der handlet 17 TWh på ETF og 15 TWh på GTF. Den handlede volumen på ETF udgjorde 54 pct. af den samlede handlede mængde og udgjorde 34 pct. af det samlede danske og svenske forbrug i 2021. Handel på ETF var højere end handlen på GTF igennem hele året. ETF's andel af den samlede handel var størst i februar, hvor ETF volumen udgjorde 66 pct. af den samlede handlede volumen. Den laveste andel for ETF var 41 pct. i oktober måned. Den samlede handel på GTF og ETF var mindre end det samlede dansk/svenske forbrug igennem hele året, jf. figur 14.

<sup>5</sup> ETF er også leveringspunktet for børshandel.

FIGUR 14 | HANDELT VOLUMEN PÅ ETF OG GTF FOR 2017 TIL 2021



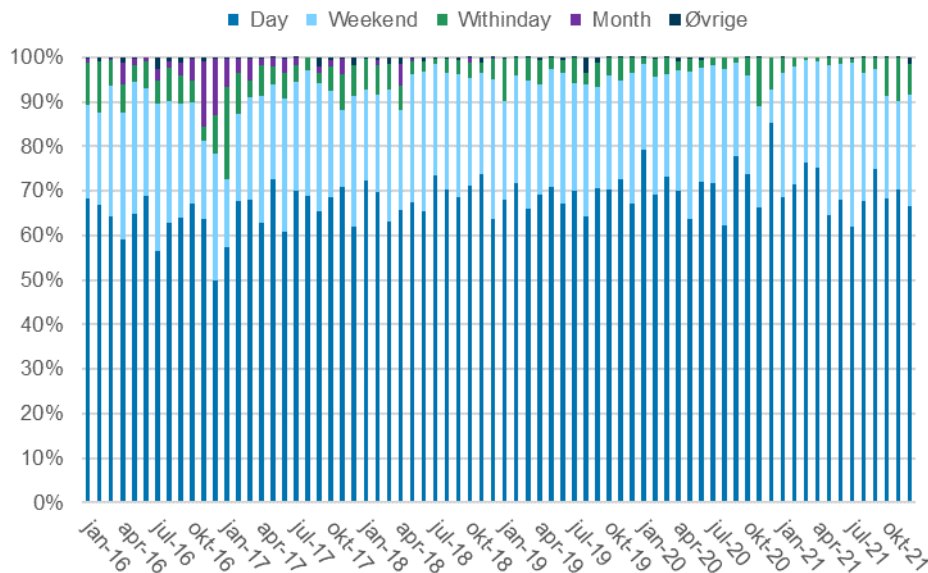
Kilde: Forsyningstilsynet baseret på data fra EEX og Energinet.

Der handles primært spotprodukter på gasbørsen for det danske leveringspunkt, ETF, hvor day-ahead- og weekend-produkter udgjorde 96 pct. af den handlede volumen og 94 pct. af antallet af handler i 2021. Udviklingen følger tendensen for de forudgående år. Day-ahead produktets andel af de samlede handler udgjorde i gennemsnit 79 pct. Det er en stigning på 7 procentpoint sammenholdt med 2020.

Handlen med within-day produkter udgjorde 4 pct. af den handlede volumen og 6 pct. af antallet af handler, jf. figur 15.

Det samlede antal ETF-handler på EEX var i 2021 13.282 sammenlignet med 7.761 i 2020. Den samlede ETF-volumen på EEX i 2021 var på 16.968 GWh, hvilket er en stigning på 54 pct. sammenlignet med 2020.

FIGUR 15 | FORDELING AF HANDELEDE PRODUKTER PÅ ETF, 2016 TIL 2021



Kilde: Forsyningstilsynet baseret på data fra EEX og Energinet.

**MARKEDSKONCENTRATION**

Markedskoncentrationen for det danske GTF-marked er faldet i 2021 for både købsiden og salgssiden. HHI<sup>6</sup> for GTF var under 2.000 for både købsiden og salgssiden. HHI for købsiden på GTF var på 1.558, mens HHI for salgssiden var 1.674, hvilket er det laveste siden 2016. Det bemærkes, at HHI for både købsiden og salgssiden ligger under målet for moderat markeds-koncentration. Der er derimod sket en uventet udvikling for markeds-koncentrationen på ETF.

I 2021 udgjorde handel på ETF mere end halvdelen af den danske handel. Markedskoncentrati-onen for ETF er steget markant for både købsiden og salgssiden. Markedskoncentrationen lig-ger på henholdsvis 2.435 og 2.960 for købsiden og salgssiden. HHI for købsiden er steget markant fra 2020 til 2021, men er på niveau med 2016. HHI for salgssiden ligger på 2.960. Dette er ligeledes en markant stigning fra 2020, men ikke på niveau med 2019, hvor HHI var særligt høj, jf. tabel 3. HHI for salgssiden på ETF ligger på et uheldsmæssigt niveau med risiko for forvriddinger. Forsyningstilsynet følger udviklingen tæt.

<sup>6</sup> Til måling af markeds-koncentration anvendes Herfindahl-Hirschmann Index (HHI), som resulterer i en værdi mellem 0 (perfekt konkurrence) og 10.000 (monopol). Den gængse grænseværdi for moderat markeds-koncentration ligger på mellem 2.000 og 2.500.

TABEL 3 | MARKEDSKONCENTRATION PÅ ETF FRA 2019-2021

HHI indeks for ETF	2019	2020	2021
Købssiden (Entry)	1.774	1.951	2.435
Salgssiden (Exit)	3.424	1.500	2.960

Kilde: Forsyningstilsynet baseret på data fra Energinet.

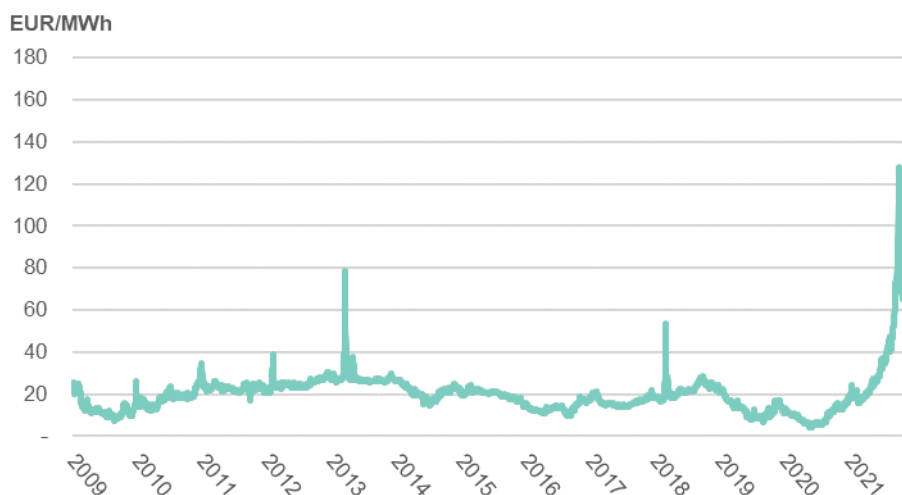
### PRISUDVIKLING

Prisudviklingen på det danske gasmarked var præget af markante prisudsving og et unormalt højt prisniveau i andet halvår af 2021. Vareproduktionen og -efterspørgslen var stigende gennem året som følge af bl.a. udfasningen af COVID-19-restriktioner verden over. Dette medførte en stigende efterspørgsel på gas på både nationalt, europæisk og globalt plan.

Samtidig var gaslagrene i Europa på et relativt lavt fyldningsniveau på grund af bl.a. en kold start på året og især en lavere fyldningsgrad i europæiske gaslagre kontrolleret af det russiske gas-selskab Gazprom. Samtidig medførte den asiatiske efterspørgsel efter LNG ligeledes et underudbud af gas på det europæiske og danske gasmarked. Gaspriserne var derfor markant stigende i løbet af 2021, og slog gentagne gange prisrekord. Mens de danske gaspriser slog bundrekord i 2020 med det laveste niveau nogensinde, var prisniveauet i Danmark (og Europa) i 2021 rekordhøjt.

Den danske gaspris for handel på ETF (day-ahead produktet) fra 2008 til 2021 er illustreret i figur 16 nedenfor. Gasprisen har fra 2008 til 2019 ligget inden for et gennemsnitligt prisspænd på mellem 10 og 30 EUR/MWh med undtagelse af to ekstraordinært kolde perioder i marts 2013 og marts 2018, hvor prisen på en enkel dag nåede op på hhv. 78,64 og 53,77 EUR/MWh.

FIGUR 16 | PRISUDVIKLINGEN PÅ ETF FOR DAY-AHEAD FRA 2008 TIL 2021



Kilde: Forsyningstilsynet baseret på data fra EEX.



Prisudviklingen i 2021 var markant anderledes sammenlignet med de hidtidige år efter liberaliseringen af gasmarkedet.

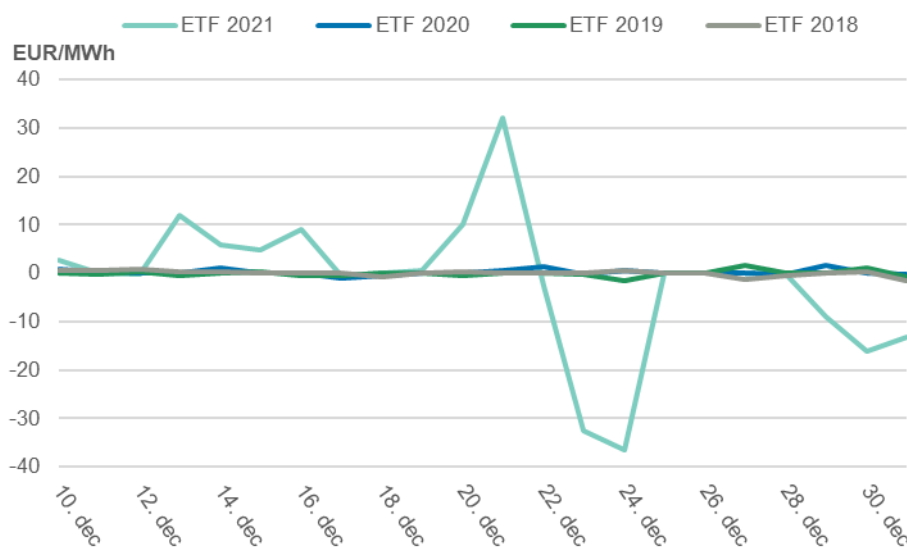
Gennemsnitsprisen for 1. kvartal 2021 var 18,64 EUR/MWh, hvilket var en stigning på 80 pct. sammenlignet med 1. kvartal 2020. Spotpriserne steg herfra markant igennem året, hvor den gennemsnitlige spotpris for 2. kvartal 2021 var 24,90 EUR/MWh sammenlignet med 6,15 EUR/MWh i 2020. I tredje kvartal af 2021 var gennemsnitsprisen 47,32 EUR/MWh, sammenlignet med 8,05 EUR/MWh i 2020. Dette var en stigning på 487 pct.

I årets sidste tre måneder, oktober, november og december, var månedsgennemsnittet hhv. 90,98 EUR/MWh, 81,87 EUR/MWh og 115,75 EUR/MWh. Dette gav en gennemsnitspris for fjerde kvartal af 2021 på 96,20 EUR/MWh sammenlignet med 14,72 EUR/MWh i 2020, hvilket svarer til en stigning på 553 pct.

Gennemsnitsprisen i 2021 var 46,78 EUR/MWh, hvilket er 376 pct. højere end i 2020, hvor gennemsnitsprisen var 9,82 EUR/MWh. Den højeste årlige gennemsnitpris i perioden 2009 til 2020 var 27,98 EUR/MWh (2013). Den laveste pris på ETF i 2021 var 15,94 EUR/MWh den 23. februar. Det er meget usædvanligt, at årets laveste pris er om vinteren, da efterspørgslen på gas er højest i den periode.

I slutningen af december var gasmarkedet præget af stor usikkerhed, hvilket resulterede i meget høje prisudsving over få dage. Den 12. december var prisen 106,74 EUR/MWh. Ti dage senere, den 22. december, steg prisen til 180,18 EUR/MWh. Dette var årets højeste pris på ETF. Prisudsvinget i december måned var meget usædvanligt sammenlignet med årene før, hvor det daglige udsving i både 2018, 2019 og 2020 lå mellem -1,5 og 1,5 EUR/MWh. I december 2021 var det mellem -36,6 og 32,0 EUR/MWh, jf. figur 17.

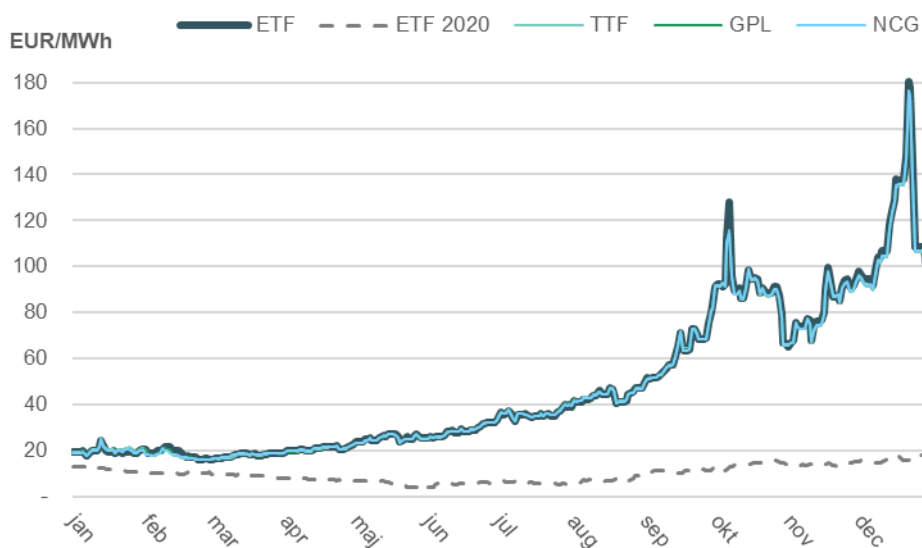
FIGUR 17 | DAGLIGT PRISUDSVING FRA 10. TIL 31. DECEMBER



Kilde: Forsyningstilsynet baseret på data fra EEX.

De danske spotpriser følger generelt prisudviklingen på de øvrige nordvesteuropæiske gasmarkeder tæt. De danske leveringspunkter ETF og GTF er små markeder sammenlignet med de tyske (GPL og NCG, nu THE) og det nederlandske (TTF). De nordvesteuropæiske gasmarkeder er dog generelt velintegrerede, hvorfor priskorrelationen mellem danske gaspriser og priser i de øvrige nordvesteuropæiske markeder er høj.<sup>7</sup>

FIGUR 18 | PRISUDVIKLING FOR DAY-AHEAD I DANMARK, NEDERLANDENE OG TYSKLAND FOR 2021



Kilde: Forsyningstilsynet baseret på data fra EEX

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

Anmærkning: Den 1. oktober 2021 blev GPL og NCG slået sammen til leveringspunktet THE, hvorfor de to pris-kurver er ens derefter.

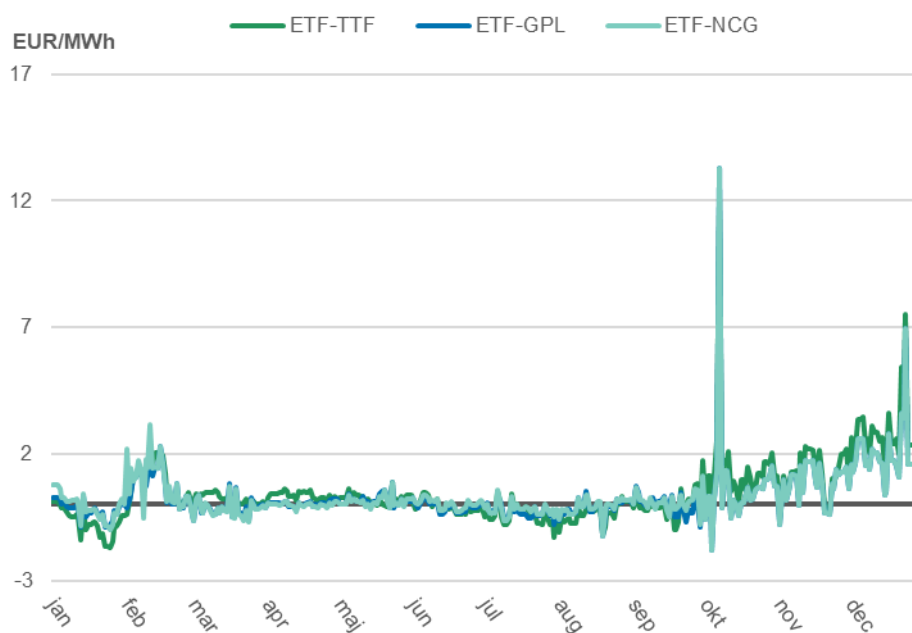
Den danske day-ahead pris lå førhen lavere end både TTF, GPL og NCG. Dette har dog ændret sig efter lukningen af Tyra-feltet. Prisspændet mellem de tyske priser og danske priser var mere ustabil i 2021 sammenlignet med årene før og lå frem til 1. oktober 2021 mellem -1,26 og 3,16 EUR/MWh. Prisspændet steg dog især drastisk fra september 2021 og lå mellem -1,80 og 13,26 EUR/MWh. Andet halvår af 2021 var præget af høj volatilitet i prisniveauerne, hvilket har haft en afsmittende effekt på volatiliteten i det dansk-tyske prisspænd.

Den 7. oktober var den danske spotpris 13,26 EUR/MWh højere end den tyske, hvilket var den højeste prisforskel mellem de to markeder for året, jf. figur 19.

<sup>7</sup> Kilde: ACER MMR 2019, [læs mere her](#)

Den gennemsnitlige prisforskel mellem ETF og GPL var 0,01 EUR/MWh og 0,07 EUR/MWh mellem ETF og NCG frem til 1. oktober 2021. Den gennemsnitlige prisforskel mellem ETF og THE fra den 1. oktober til den 31. december 2021 var 1,20 EUR/MWh.

**FIGUR 19 | PRISFORSKEL MELLEM DANMARK (ETF) OG TYSKLAND (GPL & NCG) FOR DAY-AHEAD FOR 2021**



Kilde: Forsyningstilsynet baseret på data fra EEX.

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

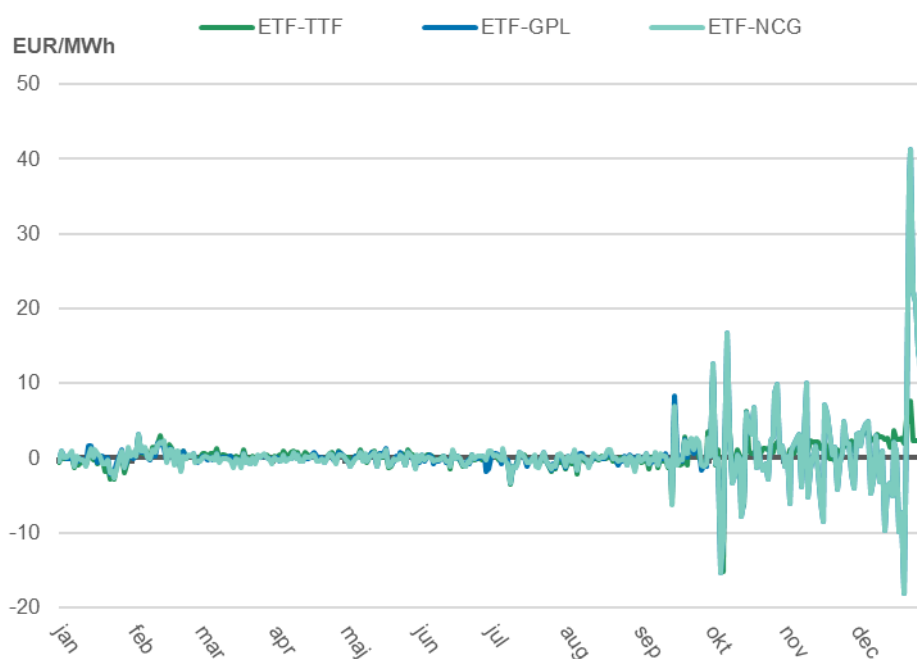
Anmærkning: Den 1. oktober 2021 blev GPL og NCG slået sammen til leveringspunktet THE, hvorfor de to pris-kurver er ens derefter.

Det danske within-day marked faciliteres af gasbørsen EEX, hvor Energinet foretager balance-handler. Within-day-produktet har levering inden for samme dag. Prisen på within-day-produktet følger generelt prisen på day-ahead-produktet. For året som helhed var gennemsnitsprisen for within-day-produktet på EEX 46,89 EUR/MWh, hvilket svarer til en stigning på 376 pct. sammenlignet med gennemsnitsprisen for within-day-produktet i 2020, som var 9,84 EUR/MWh.

Prisspændet mellem de danske og tyske within-day priser er mere volatilt end prisspændet mellem day-ahead priserne. Den danske within-day pris lå, ligesom day-ahead, førhen lavere end både TTF, GPL og NCG. Dette har dog ændret sig efter lukningen af Tyra-feltet. Prisspændet mellem den danske within-day pris og både den tyske og nederlandske var i 2021 kendetegnet ved højere udsving og større ustabilitet. Dette var især tilfældet fra september og frem til årets slutning, hvor den danske within-day pris lå markant over både den tyske og nederlandske, jf. figur 20. Som det også var tilfældet på day-ahead markedet, var der stor volatilitet omkring jul.

Det største prisspænd for within-day markedet ses den 24. december hvor den danske pris var 41,20 EUR/MWh højere end den tyske. Det kan dog ikke udelukkes, at dette prisspænd er en konsekvens af det danske markeds lave likviditet i forhold til det tyske og den høje volatilitet i priseniveauerne inden for dagen. Det høje prisspænd er derfor ikke nødvendigvis et resultat af en reel prisforskel i markedet.

**FIGUR 20 | PRISFORSKEL MELLEM DANMARK (ETF) OG TYSKLAND (GPL & NCG) FOR WITHIN-DAY FOR 2021**



Kilde: Forsyningstilsynet baseret på data fra EEX.

Note: Within-day prisen opgøres med Within Day Reference Price, som beregnes for hver leveringsdag som volumvægtet gennemsnit af alle within-day handler mellem kl. 08 og 18 på handelsdagen.

Anmærkning: Den 1. oktober 2021 blev GPL og NCG slået sammen til leveringspunktet THE, hvorfor de to pris-kurver er ens derefter.

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

Forsyningstilsynet har i 2021 haft fokus på Ellund-forbindelsen, dvs. om der i større grad eller systematisk transporteres gas imod prissignalerne, og om kapaciteten i Ellund-forbindelsen udnyttes effektivt. Ellund-forbindelsen er Danmarks primære forsyningskilde under nedlukningen af Tyra-plattformen, og en fortsat effektiv udnyttelse er en forudsætning for konkurrencen på det dansk/svenske gasmarked samt integrationen med de øvrige europæiske markeder.

Forsyningstilsynet 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 2021 har været en delvis systematisk adfærd med en højere grad af transport af gas imod prissignalerne sammenlignet med året før. Der har i dele af 2021 været både uudnyttet import -og eksporttransmissionskapacitet til Danmark i Ellund på trods af prissignalerne, hvilket indikerer at markedsaktørerne i høj grad har haft mulighed for at udnytte prisforskellen mellem det danske og de tyske markeder, jf. figur 21 og 22.

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

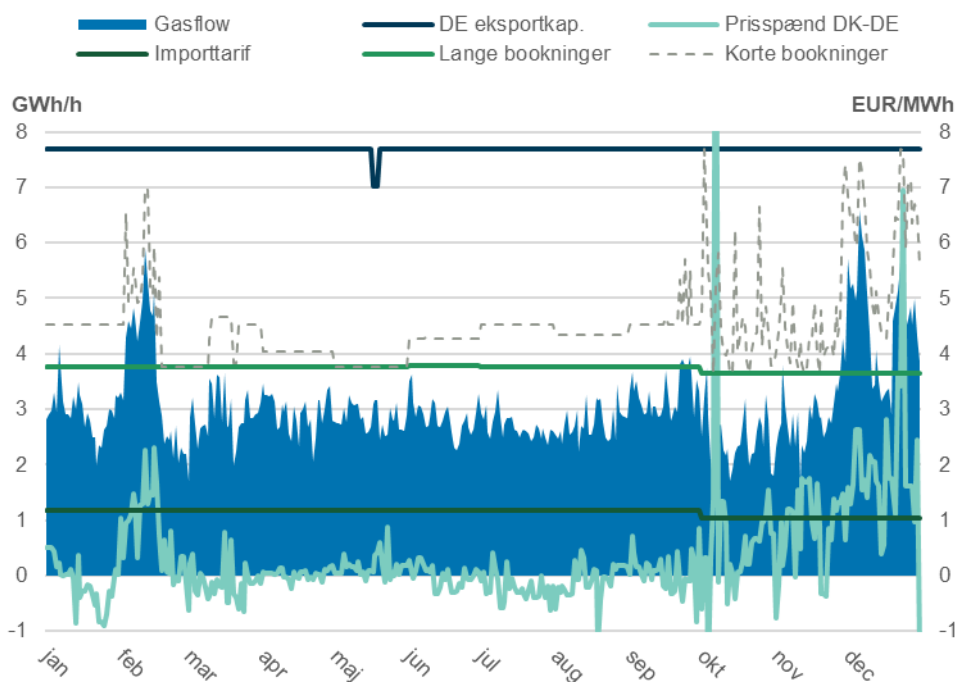
Aktører, der har købt transmissionskapacitet på lange kontrakter, dvs. med en varighed længere end én dag, kan betragte udgiften til kapacitet som en "sunk cost", der ikke bør påvirke beslutningen om transport af gas på en given dag. Overstiger prisforskellen således de variable omkostninger, vil disse 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 summen af både de variable omkostninger og kapacitetstariffen for day-ahead (eller within-day) transmissionskapacitet.

I 2021 var den gennemsnitlige prisforskel mellem Danmark og Tyskland 0,34 EUR/MWh. På trods af flere markedsaktørers lange transmissionsbookninger blev prisforskellen ikke udnyttet fuldt ud til import til Danmark, jf. figur 21. Den uudnyttede transmissionskapacitet ses ved, at der f.eks. i 3. kvartal var et gennemsnitligt gasflow på 2,9 GWh/h, mens der i gennemsnit var booket 4,50 GWh/h uafbrydelig kapacitet fra Tyskland til Danmark, hvoraf 3,76 GWh/h var på lange kontrakter. I denne periode var det gennemsnitlige prisspænd mellem den danske og de tyske priser på 1,19 EUR/MWh. Markedsaktørerne kunne derfor have udnyttet deres lange kapacitetsbookninger på 3,76 GWh/h mere hensigtsmæssigt. De kunne have købt gas i Tyskland, transporteret gas til Danmark, og med fortjeneste have solgt gassen til en højere pris.

Denne manglende udnyttelse af kapacitet er en tendens, der er tiltaget i 2021 sammenholdt med 2020. I 2021 har der gennemsnitligt været et mindre gasflow ift. året før, mens booking af uafbrydelig kapacitet fra Tyskland til Danmark gennemsnitligt er steget. Der kan være flere forklaringer på denne tendens. En forklaring på, hvorfor aktører ikke udnytter deres købte transmissionskapacitet fuldt ud, kan være, at den høje prisvolatilitet i sidste halvdel af året har gjort det svært for markedsaktørerne at disponere i et relativt lille og illikvidt dansk gasmarked. En anden forklaring kan være, at aktører undlader at udnytte en del af den allerede bookede kapacitet i Ellund-forbindelsen for ikke at påvirke prisen på det danske gasmarked gennem et større udbud af gas i Danmark.

FIGUR 21 | GASFLOW OG IMPORTBOOKNINGER VED ELLUND FOR 2021



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

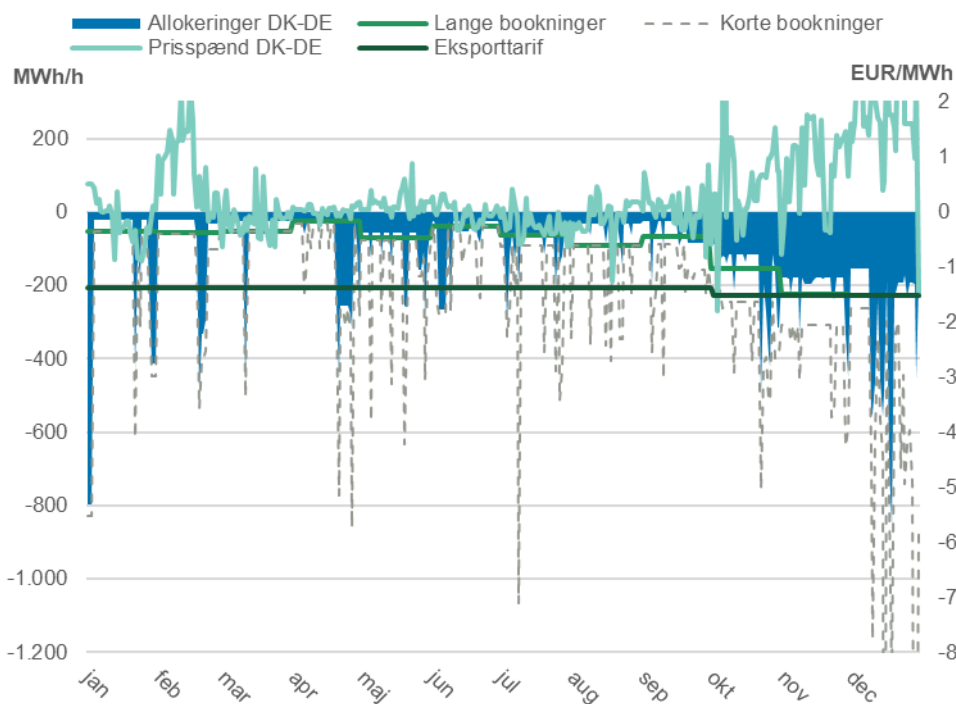
Markedsaktørerne har i højere grad benyttet sig af korte bookninger i 2021 end tidligere år. Der blev i gennemsnit booket 0,78 GWh/h per dag i 2021. Dette er næsten en fordobling sammenlignet med året før, hvor der blev booket 0,36 GWh/h per dag. I 2021 blev hovedparten af de korte bookninger foretaget i fjerde kvartal. I oktober, november og december var den gennemsnitlige månedlige kapacitet på de korte bookninger hhv. 0,98 GWh/h, 0,81 GWh/h og 2,34 GWh/h. Det var også i disse måneder, at prisskellen mellem Danmark og Tyskland var højest, hvilket gav markedsaktørerne mulighed for at udnytte importmuligheden i Ellund. Det skal især bemærkes, at prisspændet oversteg de totale transporttariffer i denne periode.

Markedsaktørernes udnyttelse af et positivt prisspænd mellem Danmark og Tyskland ved korte bookninger ses særligt i 4. kvartal af 2021, hvor markedet var meget usikkert og præget af høj prisvolatilitet. Det kan derfor tyde på, at andre aktører end dem med lange bookninger blot hensigtsmæssigt og profitabelt udnytter det daglige prisspænd. En anden mulig forklaring kan være, at markedsaktørerne forsøger at balancere deres portefølje og/eller overholde deres leveringsforpligtelser på et - på dagen - usikkert og illikvidt dansk gasmarked.

Der var i 2021 en højere grad af systematisk eksport af gas imod prissignalet til Tyskland sammenlignet med 2020. Allokeringer til Tyskland steg især i november og december måned på trods af, at priserne i Danmark var højere end i Tyskland. Der var i gennemsnit booket 225 MWh/h kapacitet per dag på korte og lange kontrakter i 2021, hvor især flere aktører foretog et stigende

antal bookninger af månedskapacitet de sidste 3 måneder af året, jf. figur 22. I 2020 blev der i gennemsnit booket 50 MWh/h kapacitet per dag.

FIGUR 22 | ALLOKERINGER OG EKSPORTBOOKNINGER VED ELLUND FOR 2021



Kilde: Forsyningstilsynet baseret på data fra Energinet, Gasunie Deutschland og Open Grid Europe.  
 Note: Det skal bemærkes, at akserne for denne figur er opgivet i MWh/h modsat figur 19, som er opgivet i GWh/h.

På trods af de højere priser i Danmark transporteres der således systematisk større mængder af gas til Tyskland. Disse allokeringer ligger i gennemsnit på 223 MWh/h for sidste kvartal af 2021. Dette er en markant stigning sammenholdt med de seneste år og kan ikke alene skyldes prisudsving og volatile prisspænd mellem Danmark og Tyskland. Der ses ikke et større eller særligt systemisk mønster af allokeringer til Tyskland fra januar til og med september. Allokeringer sker både, når prisspændet mellem den danske og tyske pris er positivt, men også når det er tæt på nul. Den danske forsyningssituation er usikker i tiden, hvor Tyra-feltet renoveres. Dermed er det kritisk, at der allokeres større mængder af gas til Tyskland fra oktober til og med december 2021 på trods af det positive prisspænd til Tyskland.

Dette er u hensigtsmæssig markedsadfærd og i modstrid med intentionerne om det europæiske indre marked for gas, da markedsaktørerne med fordel kunne have solgt gassen på det danske marked, hvor de kunne opnå en højere pris, købt tysk gas til en lavere pris, og samtidigt have sparet transportudgiften i stedet for at transportere dansk gas til Tyskland. Forsyningstilsynet overvåger udviklingen og aktørerne tæt, da denne adfærd er u hensigtsmæssig og potentielt kan have en påvirkning på det danske gasmarkedets prisniveau.