6. oktober 2026

Teknisk notat

Forlængelse af olie- og gasindvinding i Nordsøen

Denne analyse vurderer argumenter for og imod at forlænge licenserne i Nordsøen. Effekter på klima, konkurrenceevne og forsyningssikkerhed er alle reelle, men af begrænset størrelse.

Kontakt
Konstitueret direktør
Ulrik Beck
E-mail: urb@ceri.dk
Tlf.: +45 31 40 87 05

Kontakt
Kommunikationschef
Tina Birkkjær Nikolajsen
E-mail: tbn@ceri.dk
Tlf.: +45 27 28 27 33

CERI CLIMATE & ENERGY RESEARCH INSTITUTE

Rapportens hovedkonklusioner

- Gevinsterne ved licensforlængelser for forsyningssikkerhed og konkurrenceevne er reelle, men størrelsen af gevinsterne er begrænsede.
- Klimaomkostningerne ved licensforlængelser i Danmark og globalt er også reelle, men er ligeledes af begrænset størrelse.
- Ambitiøs klimapolitik kan reducere gasefterspørgslen i Europa og dermed øge selvforsyningsgraden i fremtiden.
- Dele af særligt den tunge industri udgør en særlig udfordring at omstille væk fra gas uden store meromkostninger, fordi processerne her er dyre og teknisk svære at elektrificere. Disse processer udgør dog en begrænset del af det samlede gasforbrug i både Danmark og Europa.
- Hvis licenserne forlænges nu, kan denne beslutning ikke omgøres senere uden store omkostninger. På den anden side vil det være muligt for en fremtidig regering at forlænge licenserne, hvis ikke de forlænges af den nuværende regering.
- En forlængelse af licenserne kan reducere Danmarks position som et grønt foregangsland og påvirke Danmarks muligheder for indflydelse på det globale klimadiplomati.
- Verdens lande har i FN-regi besluttet at tackle klimaudfordringen gennem nationale mål for de territoriale udledninger. Derfor er det en reel diskussion, om Danmark bør have politik, der særskilt begrænser den fossile indvinding, eller om Danmark hellere burde sætte mere ambitiøse mål for sine territoriale mål, hvis der er et politisk ønske om at gøre mere for klimaet.
- Samlet set er det et politisk spørgsmål, om gevinsterne ved øget forsyningssikkerhed og konkurrenceevne overstiger de klimamæssige omkostninger.

Analysen er udarbejdet af:

Chefanalytiker Frederik Læssøe Nielsen og senioranalytiker Mads Klinge Meier

Om CERI – Climate & Energy Research Institute

CERI er en grøn tænketank, der styrker beslutningsgrundlaget for den grønne omstilling gennem uafhængige analyser af Danmarks klima-, energi- og miljøpolitik. CERI arbejder ud fra en præmis om, at en langsigtet og holdbar omstilling kun lykkes, hvis beslutningerne træffes på et solidt samfundsøkonomisk grundlag.
CERI spiller sine analyser ind i den offentlige debat og på Christiansborg for at bidrage til beslutningsprocesserne om den grønne omstilling på en konstruktiv måde.

1. Sammenfatning

Regering skal tage stilling til licensforlængelse

Den danske regering skal træffe en beslutning om, hvorvidt licenser i Nordsøen skal forlænges. I dag er det fx sådan, at gasfeltet Tyra har licens til at indvinde gas frem til 2042, selvom der vil være yderligere gas at hente efter 2042. Det har fået markedsaktører til at anmode om, at licenser i Nordsøen forlænges frem til 2050, hvor det er aftalt, at al dansk indvinding af olie og gas fra Nordsøen skal stoppe.[1]

Denne analyse: Effekter på klima, konkurrenceevne og forsyningssikkerhed

Denne analyse undersøger effekterne på klima, konkurrenceevne og forsyningssikkerhed, hvis det besluttes at forlænge licenserne. Analysen konkluderer, at gevinsterne for forsyningssikkerhed og konkurrenceevne ved en forlængelse er reelle, men størrelsen af gevinsterne er begrænset. Omkostningerne, bl.a. i form af øgede udledninger i Danmark såvel som globalt, er også reelle, men ligeledes af begrænset størrelse.

Licensspørgsmålet er en politisk afvejning af fordele og ulemper

Der er både fordele og ulemper forbundet med licensforlængelser, og det er således et politisk spørgsmål, om hensynet til forsyningssikkerhed og konkurrenceevne ved at forlænge licenserne opvejer de negative klimaeffekter af en forlængelse.

Øgede udledninger kræver reduktioner andre steder …

I debatten om licensforlængelserne er der bl.a. blevet sat spørgsmålstegn ved de negative klimaeffekter ved at forlænge licenserne. Denne analyse viser, at en forlængelse af licenserne øger Danmarks udledninger, og det kommer med en statsfinansiel omkostning i form af yderligere klimatiltag andre steder i økonomien, hvis 2045-målet om klimaneutralitet fortsat skal nås.

… men staten vil formentlig tjene på forlængelser

Omvendt vil staten sandsynligvis tjene penge på licensforlængelserne gennem Nordsøfondens ejerskab i fossilaktiviteterne i Nordsøen og den kulbrinteskat, selskaberne betaler af deres overskud.

Usikre men reelle globale klimaeffekter

Analysen viser desuden, at licensforlængelsen med overvejende sandsynlighed også vil øge de globale udledninger af drivhusgasser, omend effekten er mindre end den samlede forøgelse af den mængde olie og gas, der indvindes. Litteraturen på området peger på, at hver gang Danmark indvinder fossile brændsler, øger det de globale udledninger med 15-53 pct. af de udledninger, som den indvundne olie og gas selv kommer til at udlede i hele værdikæden fra indvinding til forbrug. Det er et politisk spørgsmål, om Danmark også skal modvirke denne lækage, eller om det er tilstrækkeligt at reducere de udledninger, der finder sted på dansk territorium.

Mekanismer bidrager til højere lækage

Europæisk indvundet og rørført gas har en mindre samlet klimapåvirkning end importeret flydende naturgas (LNG). Det skyldes, at LNG både bruger CO_2 ifm. fordråbning og transport, hvilket gør, at CO_2-intensiteten for en given mængde gas er højere, end hvis gassen var lokalt indvundet og transporteret i rør. Samtidig kan varig LNG-import føre til forringet europæisk konkurrenceevne, hvilket kan resultere i, at en del af industriproduktionen i Europa flytter til fx Kina, hvor produktionen udleder mere. Disse effekter trækker i retning af højere lækagerater for gas end for olie.

[1] https://www.kefm.dk/aktuelt/nyheder/2020/dec/bred-aftale-om-nordsoeens-fremtid

FN-beslutning om at tackle klima gennem nationale mål

Verdens lande har i FN-regi besluttet at tackle klimaudfordringen gennem nationale mål for de territoriale udledninger. Derfor er det en reel diskussion, om Danmark bør have politik, der særskilt begrænser den fossile indvinding, eller om Danmark hellere burde sætte mere ambitiøse mål for sine territoriale mål, hvis der er et politisk ønske at gøre mere for klimaet. Omvendt siger de guidende principper i klimaloven, at Danmark dels skal være et foregangsland, der kan inspirere og påvirke resten af verden, og dels at de danske klimatiltag skal indrettes, så de ikke bare resulterer i øgede udledninger i resten af verden.[2] De guidende principper trækker således i retning af, at dansk klimapolitik ikke udelukkende skal fokusere på de territoriale udledninger, men også på de internationale konsekvenser tiltagene har. I hvilken udstrækning at Danmark skal være et foregangsland ved at reducere fossil indvinding i forhold til fx at sætte strammere nationale klimamål, er i sidste ende et politisk spørgsmål.

Gas er vigtigst for konkurrence og forsyning, men det indvindes med olie

Gas produceret i Europa transporteres i ledninger til et regionalt, europæisk marked. For et givet gasbehov er alternativet til europæisk produceret gas fordråbning og skibstransport af LNG fra andre regioner, som er både omkostnings- og energitungt. Derfor betyder egenproduktion mere for konkurrenceevnen, når det kommer til gas, end når det kommer til olie, som handles på et globalt marked og kan flyttes forholdsvis billigt. Men når det kommer til indvinding, er det olien, der står for den økonomiske gevinst: frem mod 2050 ventes olien at udgøre 70-80 pct. af produktionsværdien i de danske felter i Nordsøen. Og fordi olie og gas oftest findes i de samme felter i Nordsøen, er det ikke realistisk at indvinde gas uden også at indvinde olien.

Udsigt til øget grad af EU-selvforsyning af gas i fremtiden

En yderligere indvinding af fossile brændsler i Danmark øger dansk og europæisk forsyningssikkerhed ved at øge graden af selvforsyning. Når det kommer til forsyningssikkerheden for gas, hjælper det, at det europæiske gasforbrug i fremtiden reduceres. Hertil kommer en forventet forøgelse af den europæiske produktion af biogas. Biogas er dyrere end naturgas, men mindsker afhængigheden af importeret gas.

Fortsat behov for EU-import af gas i fremtiden

Det mest sandsynlige scenarie er dog, at der selv i 2050 vil være en betydelig EU-import af gas. I fraværet af yderligere klimapolitik falder EU's efterspørgsel efter gas således ikke nok inden 2050 til, at EU bliver selvforsynende med gas. En forlængelse af licenserne vil derfor bidrage til at reducere EU's gas-importbehov i perioden frem mod 2050.

Uklart, hvor stor en grad af selvforsyning, der er nødvendig

En høj grad af egenforsyning i EU er værdifuldt, men spørgsmålet om, hvornår Europa har en tilstrækkeligt høj grad af forsyningssikkerhed til at håndtere en krise tilstrækkeligt godt, er et politisk spørgsmål. Her har det en betydning, at hvis man inkluderer stabile partnere som Norge og Storbritannien som sikre importkilder, er EU's forsyningssikkerhed og selvforsyningsgrad af gas relativt høj.

Selvforsyning kan øges ved øget indvinding og klimapolitik

Hvis man vælger at forlænge licenserne, kan det blive en selvopfyldende profeti, at der er behov for forlængelserne: Jo mere gas Europa indvinder, desto lavere bliver prisen, desto langsommere går omstillingen, og desto mere gas får Europa brug for. Omvendt vil en indfrielse af EU's målsætninger på klimaområdet – ikke mindst

[2] https://www.retsinformation.dk/eli/lta/2021/2580

gennem en øget udbredelse af vedvarende energi til strømproduktion og øget brug af varmepumper i opvarmningen – reducere efterspørgslen efter gas yderligere.

Meget af økonomien er konkurrencedygtig på el allerede i dag

Når det kommer til konkurrenceevne, er egenproduceret gas en konkurrencemæssig fordel, der hvor brugen af gas i fremtiden er billigere end brug af vedvarende energi. Det er forskelligt, alt efter hvilken del af økonomien man betragter. For store dele af økonomien er gas allerede i dag ikke konkurrencedygtigt med vedvarende energi. Når det kommer til produktion af strøm, opvarmning og industrielle processer, der ikke kræver høje varmegrader, er vedvarende energi billigst, men særligt i industriens højtemperaturprocesser er det ikke sandsynligt, at grønne alternativer er konkurrencedygtige indenfor en overskuelig fremtid.

Høje gaspriser skyldes LNG-import og forventes at falde

Efter Ruslands invasion af Ukraine og den efterfølgende nedlukning af billig rørført gas fra Rusland har Europa været nødsaget til at købe dyr flydende gas, der fragtes med tankskib fra bl.a. USA for at møde efterspørgslen på gas. I fremtiden er det ikke sandsynligt, at LNG-gassen vil være lige så dyr som den er i dag. For det første falder efterspørgslen efter gas, bl.a. fordi det allerede i dag er omkostningseffektivt at installere eldrevne varmepumper til opvarmning, og fordi billig strøm fra vedvarende energi også løbende erstatter dyr energiproduktion baseret på gas. I takt med at forbruget falder, er det første, man vil udfase i den forbindelse den dyre LNG. For det andet er LNG-importen særligt dyr for Europa i dag, fordi Europa køber LNG på spotmarkedet frem for gennem lange kontrakter. På længere sigt, i takt med at LNG-produktionskapaciteten i verden øges, vil det være muligt i stedet at købe LNG på lange kontrakter.

Brug af LNG svækker konkurrenceevne

Dog vil selv et begrænset LNG-forbrug betyde, at europæiske virksomheder har en konkurrenceulempe, da lokalt produceret gas, der ikke som LNG skal fragtes med skib først, fortsat vil være betydeligt billigere. Fortsætter Europa med at være afhængig af LNG-import, fører det til varigt forringet konkurrenceevne i særligt den energiintensive del af industrien. Det betyder i praksis at produktionen reduceres og fabrikker og virksomheder lukker. En del af det europæiske produktionstab i den energiintensive industri vil blive erstattet af import fra fx Kina. Herved vil Europa øge sin grad af forsyningsafhængighed, når det kommer til de varer, som den tunge industri producerer. Hvis den energiintensive industri skal betale for omkostningerne ved at erstatte gasforbruget med PtX, som er dyr at producere, vil det have samme effekt.

Gas kan bidrage med balance- og spidslastydelser til elnettet

Det stærkeste argument for gas i elsystemet er behovet for balance- og spidslastydelser, når sol og vind ikke leverer. Det er reelle ydelser, som elsystemet fortsat har brug for. Det kræver, at kapaciteten til at producere el vha. gas er til rådighed, men kapaciteten skal kun i brug, når det er nødvendigt, og den vil derfor kun være i drift i en begrænset del af årets timer. Behovet for backupkapacitet er derfor et argument for at bevare og endda udbygge gasfyret elkapacitet, men forbruget af gas hertil vil være begrænset.

El kan erstatte gas i den lettere industri

Også for gasforbrug, der ikke går til elproduktion, er vedvarende energi i mange tilfælde allerede i dag billigst. Opvarmning af bygninger kan i dag erstattes af varmepumper, som er fuldt ud konkurrencedygtige med gasfyr, og en række lav- og mellemtemperaturprocesser i industrien – fx tørringsprocesser og produktion af varmt vand – kan elektrificeres til en forholdsvis lav omkostning.

EU-gasforbrug kan reduceres meget

Da størstedelen af det europæiske gasforbrug ligger i elproduktion, fjernvarme og opvarmning af bygninger, kan Europa reducere gasforbruget betydeligt alene ved at elektrificere disse anvendelser. Omvendt er der fortsat processer, hvor elektrificering er dyr. Det gælder især højtemperaturprocesser i den energiintensive industri, som fx fremstilling af stål og aluminium. Det er sandsynligt, at der også i fremtiden vil være en efterspørgsel efter gas til disse processer. Det eneste alternativ er brændsler produceret vha. PtX-teknologi, som er væsentligt dyrere. Hvis industrien skal afholde omkostningerne for brugen af disse brændsler, vil det få negative konsekvenser for konkurrenceevnen for bl.a. disse industrier, og som tidligere beskrevet føre til nedlukning og udflytning af produktion af disse typer.

Globale klimamål kan kun nås ved at reducere fossilbrug

I sidste ende er det nødvendigt, at en stor del af verdens reserver af fossile brændsler bliver i jorden, hvis de globale temperaturstigninger som følge af udledninger af drivhusgasser skal begrænses. Det kan føre til øget indvinding på globalt plan i fremtiden, hvis licensforlængelsen reducerer andre landes muligheder for at bruge Danmark som eksempel på et land, der har stoppet indvinding af olie og gas.

Beslutning om forlængelse kan ikke gøres om

Hvis regeringen træffer beslutning om at forlænge licenserne, kan den beslutning ikke omgøres senere uden store omkostninger. Omvendt kan kommende danske regeringer på et senere tidspunkt træffe beslutning om at forlænge licenserne, hvis hensynet til konkurrenceevne og industri viser sig at veje tungere end forventet. En udskydelse vil gøre det mindre rentabelt at investere i olie- og gasindvinding, men hvis staten har en betalingsvillighed for at øge produktionen på et senere tidspunkt, kan det lade sig gøre.

2. Den politiske ramme

SVM satte gang i arbejdet med licensforlængelser

SVM-regeringen igangsatte d. 22. februar 2026 arbejdet med at forberede mulige forlængelser af licenser til at indvinde olie og gas i den danske del af Nordsøen helt frem til 2050, som er det årstal, hvor et bredt politisk flertal med Nordsøaftalen har besluttet, at Danmark skal stoppe al fossilindvinding.[3]

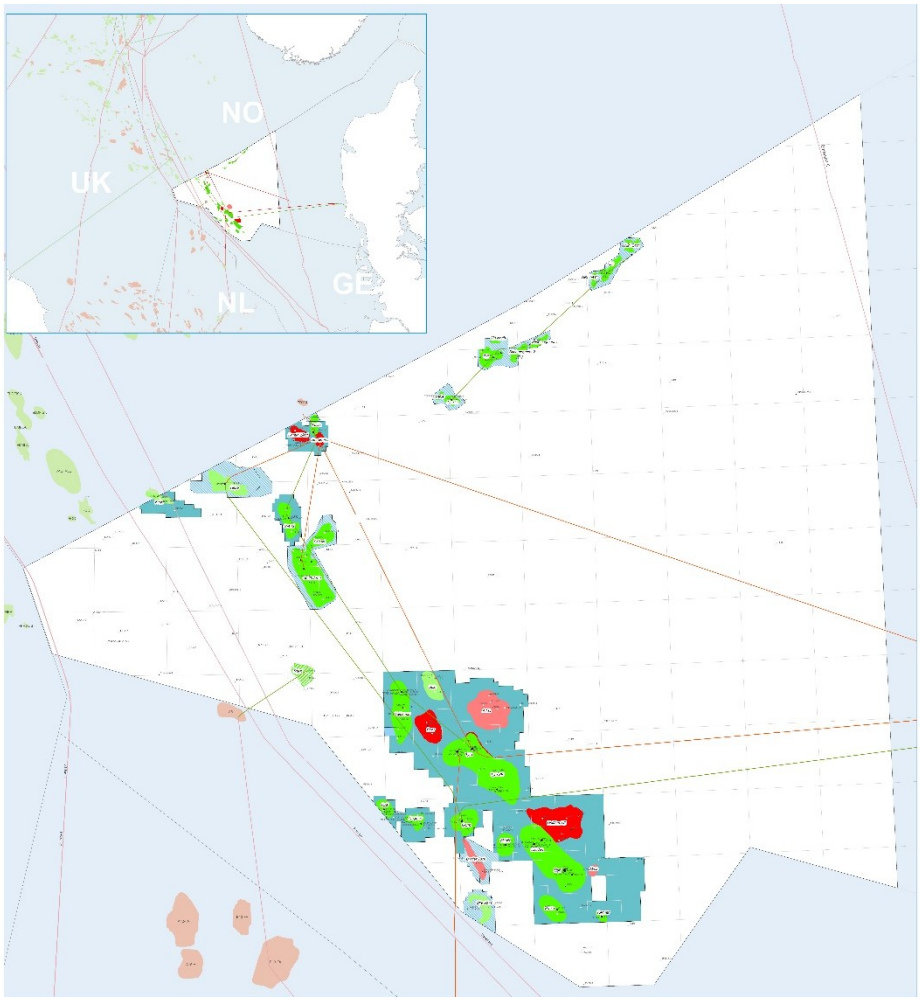
Licenser omfatter 80 pct. af den danske produktion

Den danske debat handler om at forlænge Eneretsbevillingen fra 1962, som udløber i 2042. Dansk Undergrunds Consortium, DUC, har 12 producerende felter i Eneretsbevillingens område i Nordsøen bl.a. Tyra, Halfdan, Dan, Harald og Gorm. I 2024 stod disse felter for godt 80% af den danske produktion.[4]

[3] https://www.kefm.dk/aktuelt/nyheder/2020/dec/bred-aftale-om-nordsoeens-fremtid

[4] https://nordsoefonden.dk/om/duc

Figur 2.1 **Kort over olie- og gasfelter i Nordsøen**



Anm.: De mørkere turkise områder er omfattet af Eneretsbevillingen fra 1962.
Kilde: Energistyrelsen (2025).[5] De grønne felter er oliefelter, mens de røde er gasfelter.

Dyrt og svært at fortryde en forlængelse

En forlængelse af licenserne er formentlig irreversibel. Når først licenserne er blevet forlænget, vil det være meget dyrt og svært at ændre det igen. Omvendt vil det være muligt at forlænge licenserne på et senere tidspunkt, hvis ikke de forlænges i år. Hvis det skal være rentabelt at investere i at øge produktionen af olie og gas, kræver det en tilstrækkeligt lang tidshorisont til at forrente investeringerne, og hvis licenserne skal forlænges på et senere tidspunkt, men stadig stoppe helt i 2050, kan det kræve yderligere statsstøtte at gøre merindvindingen rentabel.

3. Indvinding af olie og gas i dag

Danmark producerer kun en lille del af Europas olie og gas

Danmark står for en relativt lille del af den europæiske olie- og gasproduktion. I 2024 producerede Danmark 3,7 mio. m^3 olie, svarende til ca. 2 pct. af den europæiske produktion, inkl. Norge og Storbritannien. Samme år producerede Danmark 1,1

[5] https://ens.dk/en/energy-sources/licences-oil-and-gas

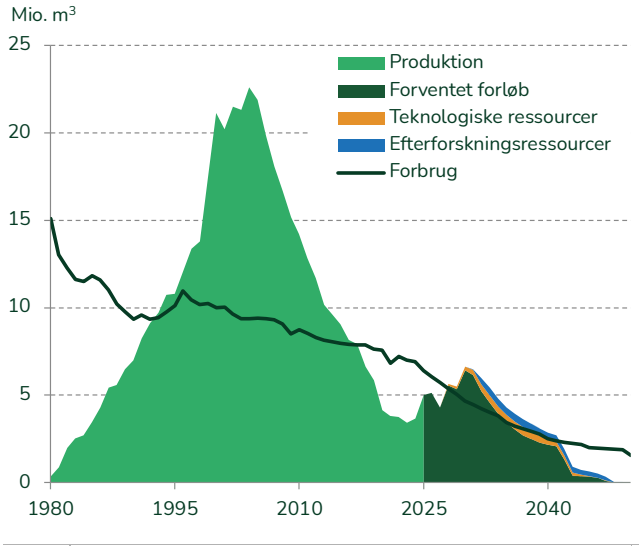
mia. Nm^3 gas, hvilket svarer til knap 1 pct. af Europas gasproduktion.[6] Den historiske danske produktion og forbrug af olie og gas samt Energistyrelsens fremskrivning heraf er vist i figur 3.1.

Genåbningen af Tyra har øget DK's produktion

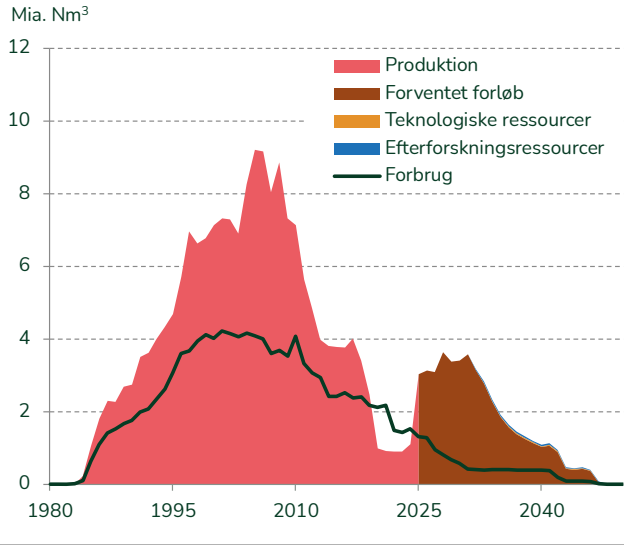
Produktionsniveauet i 2024 var dog usædvanligt lavt. Siden 2019 er produktionen af både olie og gas faldet markant, primært som følge af nedlukningen af Tyrafeltet. Med genåbningen af Tyraanlæggene er produktionen igen steget. Energistyrelsens prognoser tilsiger, at olieproduktionen bliver 6,4 mio. m3 olie i 2030, mens gasproduktionen forventes at toppe omkring 3,6 mia. Nm3 gas i 2028. Danmarks gasforbrug er mindre end produktionen frem til 2050, og Danmark er således nettoeksportør af naturgas. En licensforlængelse, der øger gasindvindingen, vil øge Danmarks eksport af gas og bidrager således til at øge resten af Europas selvforsyningsgrad.

Figur 3.1 Energistyrelsens opgørelser af produktion og forbrug af olie og gas i Danmark

Figur 3.1.a Olieforbrug og -produktion



Figur 3.1.b Gasforbrug og -produktion



Anm.: Figurerne er baseret på Energistyrelsens Ressourceopgørelse og prognose (2025) , figur 3 og 4.

Kilde: Energistyrelsens Ressourceopgørelse og prognose (2025).

Store fossilnationer har øget indvindingen, …

På internationalt plan er der en tendens til at udvide olie- og gasindvindingen. Det gælder ikke mindst i USA, hvor Trump-administrationen har foreslået at udvide de amerikanske licenser betragteligt,[7] mens også Norge, der er den største europæiske olie- og gasproducent ud over Rusland, har både i 2025 og 2026 udstedt nye licenser.[8] Den norske regerings beslutning om at udstede nye licenser er sket med henvisning til norsk økonomi, norske arbejdspladser og Europas forsyningssikkerhed. Samme udvikling gør sig gældende i bl.a. Brasilien og flere mellemøstlige lande, der også øger produktionen.[9]

[6] https://www.energyinst.org/statistical-review/home

[7] https://www.spglobal.com/energy/en/news-research/latest-news/crude-oil/112125-trump-administration-proposes-expanded-us-offshore-oil-and-gas-leasing-regime

[8] https://www.regjeringen.no/en/whats-new/57-new-production-licenses-awarded/id3145952/ og https://www.regjeringen.no/en/whats-new/announcement-of-apa-2026/id3158497/

[9] https://climatalk.org/2025/11/02/spotlight-on-brazil-why-is-the-cop30-host-expanding-offshore-oil-production/; https://www.rystadenergy.com/news/middle-east-overtake-asia-gas-output-become-second-largest

… men fx UK er gået den modsatte vej

Storbritannien har ligesom Danmark et stop for nye licenser i Nordsøen.[10] De eksisterende britiske felter er dog ikke som de danske underlagt officielle udløbsdatoer, men må være i drift, indtil feltets operatør ikke længere vurderer, at det er rentabelt at fortsætte produktionen.[11] De britiske operatører må også udvide deres eksisterende felter med såkaldte satellitfelter, der udnytter infrastrukturen i de eksisterende felter. Sådanne udvidelser må også foretages, indtil det eksisterende felt tages ud af drift.[12] Selv om Storbritannien holder fast i sit stop for nye licenser, er den britiske politik på området mere lempelig end den danske, hvor en stor del af produktionen rammes af licensstoppet i 2042.

Olie og gas indvindes sammen

Fordi olie og gas forefindes i samme geologiske felter i Nordsøen og derfor indvindes sammen, er det ikke meningsfuldt at tale om kun at indvinde gas i en dansk kontekst – det er ikke økonomisk rentabelt kun at indvinde gas, uden også at indvinde olie. Hvis Danmark skal indvinde gassen, vil olien også blive udvundet.

Olie handles globalt, mens EU-gas handles regionalt

Men markederne for olie og gas er forskellige, og derfor bør man skelne mellem konsekvenserne af øget gasindvinding og konsekvenserne af øget olieindvinding for forsyningssikkerhed og konkurrenceevne. Europæisk udvundet gas transporteres i gasledninger til et regionalt, europæisk marked, fordi fordråbning (kompression af gas til flydende form) og transport af gas via skib (såkaldt LNG) er omkostnings- og energitungt og dermed løfter den europæiske gaspris. Det er også en del af forklaringen på, at det er betydeligt dyrere at levere LNG fra fx USA i Europa end at producere europæisk gas.

Gas anses som nødvendigt i en transitionsperiode

Samtidig anses naturgas af flere som et nødvendigt onde i en transitionsperiode, indtil flere ting kan elektrificeres, fordi det er mindre klimabelastende end andre fossile brændsler.

Selvforsyning af gas er vigtigere end af olie

Disse to ting kombineret gør, at selvforsyning af gas er vigtigere for Danmark og Europa end selvforsyning af olie. Derfor adresserer vi udelukkende gas i de dele af rapporten, der handler om forsyningssikkerhed og konkurrenceevne. Til gengæld har olie historisk udgjort en langt større andel af indtægterne ved den fossile indvinding, og baseret på produktions- og prisprognoser i Klimastatus- og fremskrivning 2026 vil produktionsværdien af olie udgøre 70-80 pct. af den samlede værdi af fossil indvinding frem mod 2050, mens andelen for gas vil ligge på 20-30 pct.[13] I dag ligger gasandelen på ca. 40 pct, fordi gasprisen har været betydeligt over sit historiske leje.[14]

---

[10] https://oilchange.org/blogs/uk-licensing-ban/; https://questions-statements.parliament.uk/written-questions/detail/2026-05-14/1173

[11] https://www.nstauthority.co.uk/exploration-production/production/cessation-of-production/.

[12] Potentialet i at lave satellitfelter er dog begrænset, vurderer både den britiske regering selv og den britiske klimaorganisation Uplift. https://www.gov.uk/government/news/north-sea-future-plan-for-fair-managed-and-prosperous-transition ; https://www.upliftuk.org/post/how-much-oil-gas-could-be-extracted-under-a-licensing-commitment-loophole.

[13] Egne beregninger pba. Klimastatus og -fremskrivning 2026.

[14] Datagrundlaget har en skæringsdato primo januar 2026. Derfor er prisændringer efter lukningen af Hormuz-strædet ikke med i beregningen.

4. Gas er ikke omkostningseffektivt til de fleste formål i fremtiden

Vi undersøger effekt på konkurrenceevne i DK og EU

Et argument for, at Danmark fortsat skal indvinde Nordsøens resterende olie- og gasreserver, er, at det vil gavne dansk og europæisk konkurrenceevne, hvis man anvender fossile ressourcer. I dette afsnit analyserer vi, hvordan priser på fossile brændsler og den teknologiske udvikling på vedvarende energi forventes at udvikle sig i fremtiden, og i hvilken grad en fortsat brug af gas kan forventes at være omkostningseffektivt. Svaret på dette spørgsmål afhænger af den teknologiske udvikling såvel som hvor ambitiøs en klimapolitik, som verdens lande fører i fremtiden.

Omkostningseffektiv strømproduktion

VE producerer billigst strøm

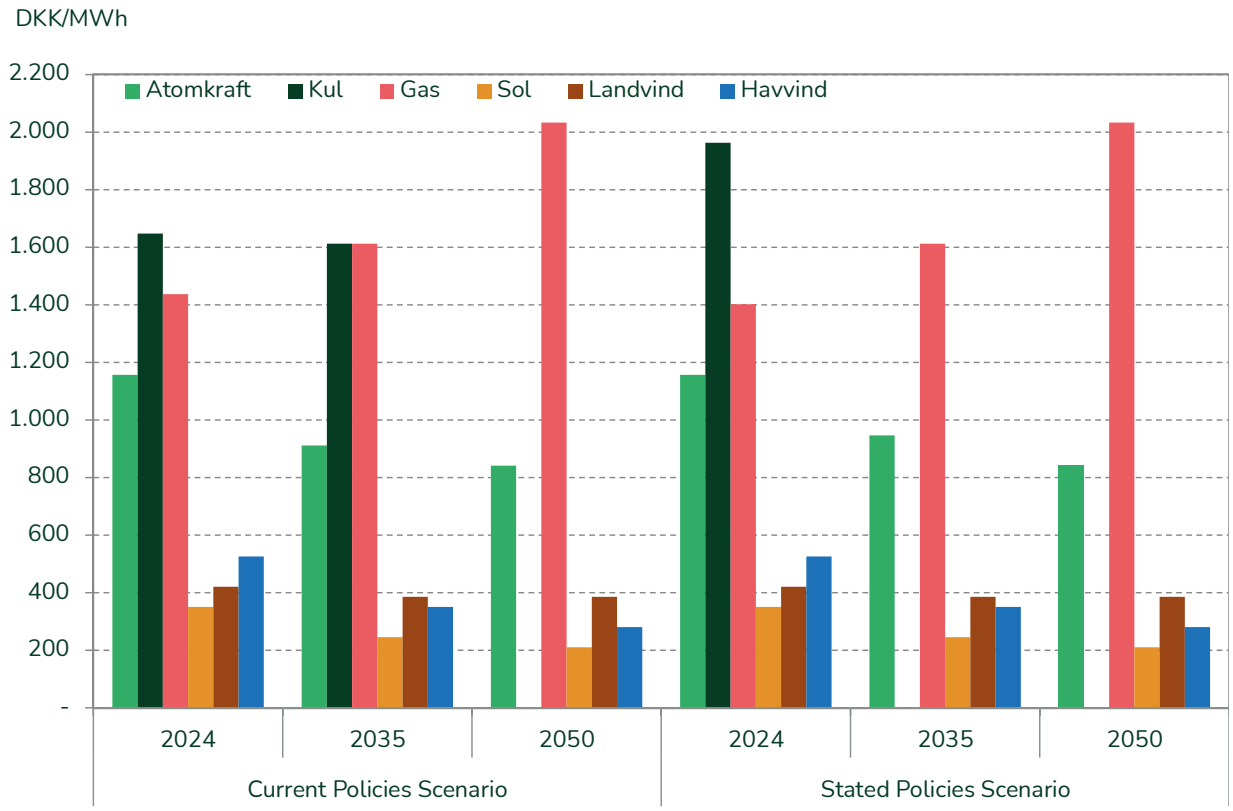
Når det kommer til produktion af strøm i Europa i dag, er det mere omkostningseffektivt at producere strøm via vedvarende energi (VE) end ved brug af fossile brændsler. Det skyldes to ting. For det første har der været store teknologiske gevinster inden for VE-teknologier de sidste 20 år i takt med, at teknologien er modnet. Det gælder både, når det kommer til effektiviteten af de enkelte vindmøller og solceller, og når det kommer til omkostningen ved at fremstille dem og sætte dem op. Teknologiudviklingen inden for vedvarende energiproduktion forventes at fortsætte. For det andet er fossile brændsler i Europa blevet dyrere over de sidste år. Det er både en konsekvens af, at verdensmarkedspriserne er steget, og at der er blevet indført CO_2-emissionsomkostninger via nationale CO_2-afgifter og gennem EU's kvotesystem.[15]

LCOE gør det muligt at sammenligne på tværs af teknologier

Et værktøj til at sammenstille omkostningen ved at producere strøm baseret på forskellige teknologier er med den såkaldte Levelized Cost of Energy (LCOE). En teknologis LCOE er et udtryk for omkostningen ved at producere en enhed strøm ved brug af den teknologi. Figur 4.1 illustrerer det internationale energiagenturs (IEA) forventninger til forskellige teknologiers LCOE i fremtiden i to forskellige scenarier. De to scenarier er hhv. "Current Policies", som grundlæggende kun tager højde for allerede gennemført politik, og "Stated Policies", som også indregner, at politikerne gennemfører den politik, der er nødvendig for at indfri deres klimamål. Se boks 1 for en uddybende beskrivelse af de forskellige scenarier.

[15] https://ens.dk/analyser-og-statistik/energipriser-og-afgifter.

Figur 4.1 Forskellige teknologiers LCOE i forskellige IEA-scenarier



Anm.: For en beskrivelse af scenarierne og deres antagelser, se Boks 1. Scenarierne regner med at kul bliver helt udfaset på sigt, og kul fremgår derfor ikke med en omkostning i 2050 såvel som i 2035 for "Stated Policies"-scenariet. Priser er givet i 2026-priser. IEA har også et nettonul-scenarie (NZE), men de opgør ikke VALCOE i dette, hvorfor det ikke er inkluderet her. CPS- og STEPS-scenarierne lægger sig relativt tæt på hinanden hvad angår scenarie specifikke parametre, hvorfor forskellen i omkostningerne imellem dem er begrænsede.

Kilde: International Energy Agency: World Energy Outlook 2025.

VE producerer strøm billigst i IEA-fremtidsscenarier

Beregninger af LCOE'er er behæftet med stor usikkerhed. IEA's forventning på tværs af scenarierne er, at vedvarende teknologier kommer til at være betydeligt billigere end fossile over tid. Det bemærkes, at IEA opererer med et endnu mere klimaambitiøst scenarie, nemlig det såkaldte "Net Zero Emisisons by 2050" (NZE), se boks 1 for detaljer. NZE-scenariet er ikke vist, men i det scenarie bliver gas helt udfaset, og omkostninger ved VE-teknologier bliver endnu lavere, fordi storskala-udrulning gør, at teknologierne kommer længere ned ad læringskurven, mens fossile teknologier også bliver billigere, da efterspørgslen falder, så kun de mest omkostningseffektive fossile felter anvendes, hvilket reducerer prisen på de fossile brændsler.

Boks 1 Overblik over IEA-scenarier fra World Energy Outlook 2025

Vi har omregnet olie- og gaspriserne fra IEA til sammenlignelige og danske enheder i denne analyse.

Current Policies (CPS):

Scenariet er en fremskrivning af verden, hvis der ikke vedtages ny politik. Det betyder også, at der ikke medregnes annoncerede mål og løfter, hvor der endnu ikke er vedtaget politik for at sikre opfyldelsen.

I scenariet vil en stor del af væksten i nye teknologier blive bremset af eksisterende begrænsninger i fx infrastruktur. I scenariet vil efterspørgslen efter olie og gas fortsætte med at stige, og den globale temperatur stiger med 2,9 grader i år 2100.

Scenariet er mere pessimistisk end business-as-usual, da det fx antages, at udrulningen af forskellige konkurrencedygtige teknologier bremses af bl.a. kapacitets- og infrastrukturbegrænsninger.

Stated Policies (STEPS):

Scenariet er baseret på allerede vedtagne politikker og politiske tiltag, der er annonceret eller fremlagt, men endnu ikke fuldt implementeret. Scenariet afspejler den politiske og teknologiske retning og de planer, som regeringer har meldt ud. I scenariet er det ikke alle lande, der lever op til deres individuelle indmeldte reduktionsmål. I dette scenarie forventes en global temperaturstigning på 2,5 grader i 2100. Scenariet indeholder flere klimatiltag end i CPS, og der sker en betydelig elektrificering, men det er stadig langt fra at overholde Parisaftalens mål om 1,5 graders temperaturstigning. STEPS-fremskrivningen er hovedscenariet, når Energistyrelsen laver prisfremskrivninger.

Net Zero Emissions by 2050 (NZE)

Scenariet oversætter 1,5 graders målet fra Parisaftalen til en global vej for energisektoren. Scenariet viser en vej til at blive nettonul i 2050 på globalt plan. Scenariet bygger på fire centrale søjler: (1) elektrificering med ren energi, (2) energieffektivitet, (3) brændsler med lave emissioner og (4) reduktion af metanudledninger.

IEA vurderer, at det ikke længere er muligt at overholde Parisaftalens mål om maksimalt 1,5 graders opvarmning. I dette scenarie vil temperaturen derfor stige med 1,65 grader i 2050, men derefter falde igen til 1,5 grader over førindustrielt niveau i 2100.

Scenariet er baseret på en betydelig acceleration af klimaindsatsen, og det indebærer bl.a., at kapaciteten af vedvarende energi næsten firedobles frem mod 2035, udviklingen i energieffektivitet skal gå dobbelt så hurtigt, metanudledningerne skal falde med mere end 80 pct. frem mod 2035, og anvendelsen af bæredygtige brændsler skal mere end firedobles frem mod 2035. En opfyldelse af scenariet kræver derfor betydelige yderligere investeringer og politiske beslutninger.

Men LCOE fortæller ikke hele historien

Selvom ovenstående LCOE-prognose viser, at vedvarende energiproduktion er billigst, er der argumenter for, at fossile brændsler også har en rolle at spille i elproduktionen.

VE kan ikke levere systemydelser, men det kan gas

For det første er der i elsystemet et behov for såkaldte balance- og spidslastydelser.[16] Det er – forsimplet – den strøm man kan producere hurtigt, når behovet

[16] Spidslastydelser er energi, primært i form af strøm, der leveres i de minutter og timer, hvor der er mest pres på elnettet. Spidslastydelserne bliver som oftest leveret af reservekapacitet, der står klar til at kunne skaleres op, når der er behov for det. Ydelserne leveres fx i kogespidsen, som er den spidsbelastning, der opstår om aftenen, når folk samtidig skruer op for deres forbrug, mens en del virksomheder kører videre.

opstår, så der altid er strøm i kontakten. De ydelser kan VE ikke levere, fordi VE-anlæggenes produktion afhænger af vejret. Strøm produceret med gas kan justeres op og ned hurtigt nok til at dække det behov. Disse ydelser er vigtige, men kræver kun en meget beskeden mængde gas.

Perioder med lav VE-produktion kan dækkes af gas

Det andet behov, der kan opstå, er, hvis der i længere tid opstår underskud på elproduktionen grundet en periode med lav sol- og vindproduktion. I sådanne længere perioder uden tilstrækkelig VE-produktion kan produktionsunderskuddet ikke dækkes af batterier alene, hvorfor der kan være behov for regulerbar produktion fra fossile anlæg.

VALCOE medregner teknologiers systemværdi, …

Et værktøj til at prissætte ovenstående gevinster ved fx gasproduceret strøm i elsystemet er såkaldte Value Adjusted Levelized Cost of Energy (VALCOE). VALCOE er et alternativt omkostningsmål for elproduktionen, der tager afsæt i LCOE'erne, men som også tager højde for en teknologis mulighed for at levere kapacitet og fleksibilitet samt strømproduktionens tidsafhængige værdi. For at gå fra LCOE'er til VALCOE'er er der tre komponenter, der skal vurderes: Kapacitet, pris og fleksibilitet. De bliver uddybet i boks 2 nedenfor.

Boks 2 Overblik over komponenterne i VALCOE-beregningerne

I IEA's VALCOE-beregninger (Value Adjusted Levelized Cost of Energy) indgår der en række parametre ud over omkostningerne ved energiproduktionen.

Kapacitetsparameteren:

Kapacitetsparameteren fanger, at værker, som kan levere strøm i de timer, hvor efterspørgslen i systemet er størst, giver mere værdi til systemet. Hvis vinden altid blæser meget mellem kl. 18 og 19 i kogespidsen[17], så vil vindenergiens kapacitetsfaktorjustering være stor. Det samme vil et gasværk, der kun kører ca. 10 pct. af tiden, når behovet er størst, da størstedelen af energiproduktionen fra værket således falder i timer med høj efterspørgsel.

Prisparameteren:

Prisparameteren fanger, at strøm der kan leveres, når prisen er højest giver større værdi for samfundet, da prisen er udtryk for, hvad den marginale forbrugers omkostning ved ikke at benytte strømmen er. Ofte, men ikke altid, korrelerer prisparameteren og kapacitetsparameteren, fordi en høj efterspørgsel ofte også giver høje priser – men ikke altid, for der kan være timer hvor efterspørgslen er lav, men priserne er høje fordi udbuddet er endnu lavere. Og de værker, der kan dække dette udbud, bliver belønnet med en høj pris-justeringsfaktor. Det kunne fx være et gasværk, der hurtigt kan starte produktionen op og dække dette behov.

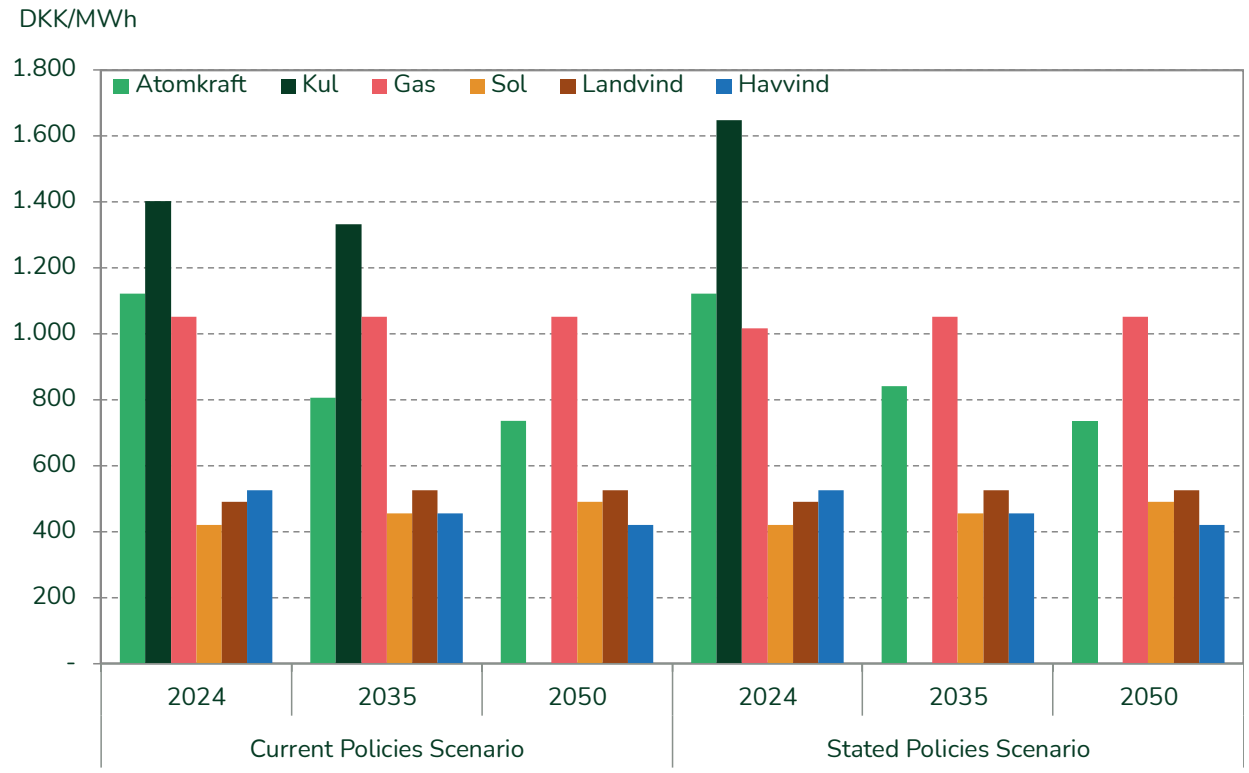
Fleksibilitetsparameteren:

Den sidste parameter er fleksibilitet, som alternativt kunne blive kaldt balanceydelser. Parameteren fanger, at nogle værker hjælper til at opretholde frekvensen i elnettet og til at holde nettene synkroniseret, så der ikke sker katastrofale nedbrud. Hvis der ikke er nok værker i systemet (primært fossile værker og batterier, der er programmeret til at kunne gøre det samme), der kan levere disse balanceydelser, vil transmissionssystemoperatøren (TSO), fx Energinet, skulle købe komponenter, der kan gøre det manuelt. Og det er relativt dyrt. Så parameteren fanger denne ekstra besparelse for Energinet i dets drift af elnettet.

[17] Kogespidsen er den spidsbelastning, der opstår om aftenen, når folk kommer hjem, starter varmen, tænder for elkedlen eller kaffemaskinen og begynder at lave mad, hvilket øger strømforbruget. Samtidig er der en del virksomheder, der kører videre med deres produktion. Det er som oftest de timer i døgnet med det højeste elforbrug. For at dække forbruget aktiveres reservekapaciteten som regel, hvilket betyder, at elpriserne samtidig stiger til det højeste niveau for dagen.

Beregningerne af VALCOE'er er, modsat LCOE'er, afhængige af, hvordan det samlede elsystem allerede er indrettet. Konkret betyder det, at omkostningerne – eller værdien af strømmen - afhænger af konfigurationen af resten af elsystemet.[18] Det skyldes, at de energisystemmæssige gevinster, der er ved fx at introducere en regulerbar gasturbine, afhænger meget af, om der allerede er tilstrækkelig regulerbar energiproduktion i systemet eller ej. De VALCOE'er, vi præsenterer nedenfor, er beregnet ud fra forventningen til sammensætningen af Europas samlede elsystem i fremtiden.

Figur 4.2 Forskellige teknologiers VALCOE i forskellige IEA-scenarier



Anm.: For en beskrivelse af scenarierne og deres antagelser, se boks 1. Priser er angivet i 2026-priser. VALCOE'er på tværs af de to scenarier ligner hinanden meget, men er ikke helt identiske. IEA har også et nettonul-scenarie (NZE), men de opgør ikke VALCOE i dette, hvorfor det ikke er inkluderet her.

Kilde: International Energy Agency: World Energy Outlook 2025.

Men VE er stadig billigst

Figur 4.2 viser, at selv når der tages højde for de tre parametre, er både gas, kul og atomkraft væsentligt dyrere end sol og vind.

Lav pris, når VE producerer meget, giver behov støtte

Det kan umiddelbart virke underligt, at fx havvind i år 2050 ifølge IEA har så lave LCOE'er såvel som VALCOE'er sammenlignet med sol og vind på land, når det samtidig er tilfældet, at havvind på nuværende tidspunkt har brug for støtte for at være

[18] For at eksemplificere dette, kan man betragte et scenarie, hvor man udelukkende har gas. I dette scenarie kan man uden videre indsætte en hel del vedvarende strøm fra solceller, da gasværkerne blot kan skrue ned, når solcellerne producerer. Herved bliver VALCOE'erne og LCOE'erne meget tæt på hinanden. I et andet scenarie hvor al strøm er produceret på solceller, og mængden af batterier er begrænset, bliver værdien af fx gasbaseret elproduktion i stedet relativt høj. For her kan gasværkerne netop producere, når samfundet har mest brug for strømmen. Og den strøm værkerne levere, er meget værd, fordi efterspørgslen vil være betydeligt større end udbuddet. Værket kan tilmed også levere vigtige systemydelser til at stabiliserer elnettet, som solceller alene ikke kan levere. I dette system bliver gasbaserede kraftværker således meget værd for elnettet – og LCOE'erne og VALCOE'erne kommer til at lægge langt fra hinanden.

projektøkonomisk rentabelt, som det fx kunne observeres i Danmarks seneste havvindsudbud. Hertil kommer, at de danske støtteordninger til havvind bl.a. er et udtryk for, at afregningspriserne til havvind kan blive meget lave i de timer af døgnet, hvor vind producerer mest.

IEA forventer, at havvind har lavest VALCOE i fremtiden

Det er derfor interessant, at IEA forventer, at havvind bliver billigere end både landvind og sol i fremtiden, når der tages højde for systemeffekterne. Disse skøn skyldes at IEA forventer, at der er større potentiale for teknologiforbedringer på havvind over tid, og dels at havvind har en bedre/mere stabil produktionsprofil. Skønnene for ikke mindst den teknologiske udvikling er behæftet med stor usikkerhed. I de seneste år er priserne på at opføre havvind faktisk steget. I dag er sol på land den billigste teknologi, hvilket også afspejles af IEA's VALCOE'er for 2024.

VE-indtjening falder i takt med, at fossilanlæg udfases

I takt med at de fleste fossile brændsler fra elnettet rundt omkring i Europa udfases, bliver indtjeningerne, som de vedvarende energiproducenter får, lavere, fordi det netop er, når man har brug for de fossile værker, at elprisen bliver høj. Hvis elpriserne i stedet blev på det niveau som de har i dag, ville fx støtteordningerne for de nye havvindparker lede til overskud for staten.

Nye gasværker kræver også støtte pga. få driftstimer

Når man i dag skal bygge nye gasværker, skal de også have støtte, da det kun er økonomisk rentabelt at drifte dem i få ydertimer, og den indtægt skal udover marginalomkostningerne også dække deres investeringsomkostninger såvel som andre faste omkostninger. Det ser man fx i Tyskland, der netop i juli måned har vedtaget en ny lov, "StromKVG"[19], der understøtter 12 GW kapacitet af bl.a. gasværker, der kan agere reservekapacitet. Det sker som følge af, at gasværker på stribe meldte ud, at de ville blive nødsaget til at lukke, fordi det ikke kan betale sig for dem alene at operere som reservekapacitet. Det nye udbud skal således dække de faste omkostninger samt kapitalinvesteringerne for værkerne.[20]

Priser på olie og gas i fremtiden

Hvis fossilpriser falder, reducerer det VE-indtægter

Hvis priserne på fossile brændsler falder i fremtiden, påvirker det omkostningen ved at producere strøm på fossile værker, og herved vil både VE-producenternes indtægter, og deres forskel i pris til den fossiltproducerede strøm falde. Et bud på fremtidens olie- og gaspriser ift. i dag kan fås fra Klima-, Energi- og Forsyningsministeriets *Klimastatus og -fremskrivning 2026* og IEA's *World Energy Outlook 2025* priser, jf. tabel 4.1. IEA-scenarierne er beskrevet i boks 1.

[19] https://www.cleanenergywire.org/news/germany-says-new-gas-power-plants-will-be-online-2031-following-eu-deal
https://www.taylorwessing.com/en/insights-and-events/insights/2026/02/kraftwerksstrategie-kapazitaetsmarkt-und-neue-gas-kraftwerke
https://www.taylorwessing.com/en/insights-and-events/insights/2026/07/kraftwerksstrategie-wird-konkret

[20] I Danmark overvejer man at lave et lignende system – en kapacitetsmekanisme (se https://ens.dk/forsyning-og-forbrug/dialog-om-en-mulig-kapacitets-mekanisme) Der blev i december 2025 i forbindelse med ændringen af Lov om Elforsyning givet hjemmel til, at Klimaministeren kunne fastsætte regler for en fremtidig kapacitetsmekanisme. Men de konkrete regler er forsat under behandling hos Forsyningstilsynet. Så sandsynligvis ser Danmark også ind i at skulle lave en lignende mekanisme, for at fastholde nok justerbar kapacitet – givetvis primært biomasse og gas – til at sikre elnettets forsyningssikkerhed i fremtiden.

Tabel 4.1 Priser på fossile brændsler i Europa 2050 fordelt på IEA-scenarier

Pris på brændslet i år	KF26 2025	Current Policies 2050	Stated Policies 2050	Net Zero Emissions 2050	KF26 2050
Olie (DKK/GJ)	82,6	130,8	93,8	30,9	101,5
Naturgas (DKK/GJ)	88,5	78,3	62,0	29,5	67,7

Anm.: KF26 er Klima-, Energi- og Forsyningsministeriets *Klimastatus og -fremskrivning* fra 2026. Olieprisen er global og ikke specifik for Europa. IEA's oliepris er en vægtet gennemsnitlig importpris blandt IEA's medlemslande, mens KF26-2025 priser er forankret i forwardpriser på Brent Crude. Forskellen mellem de globale råoliepriser er lille og uden betydning for sammenligningen. Der er omregnet fra tønder og Mbtu til GJ for hhv. olie og gas og fra 2024 dollar til 2026 DKK. Omregninger for olie til GJ er baseret på IEA glossary definition på på 5,68 GJ pr. tønde. Beregningerne er baseret på nedre brændværdi for at sikre konsistens.

Kilde: IEA: *World Energy Outlook 2025*, Klima-, Energi- og Forsyningsministeriet: *Klimastatus og -fremskrivning 2026,* Det Internationale Energiagentur: Glossary https://www.iea.org/glossary#barrel-of-oil-equivalent, hentet d. 17/09/2026

Gaspris falder, men prisprognoser er meget forskellige

Prognosen fra IEA indikerer, at gasprisen falder fra sit nuværende niveau, uanset hvilken fremskrivning man anvender. Mht. olie er der større forskel i fremskrivningerne.

Fossilpriser er lavest i scenarie med store klimaambitioner

Det giver intuitivt økonomisk god mening, at priserne på fossile brændsler er lavest i det klimaambitiøse NZE-scenarie: Hvis olie- og gasforbruget er minimalt, vil kun de mest omkostningseffektive felter blive anvendt, og således bliver prisen lav, da marginalomkostningerne ved indvindingen er lav.

LNG-gas kan transporteres og er dyrt – særligt på spotmarkedet

Importeret LNG har øget prisen på gas ift. før 2022

Europa betaler i dag høje priser for den importerede LNG-gas, hvilket øger omkostningerne for de virksomheder, der anvender gas i produktionen. LNG-importen er særligt opstået efter 2022, hvor EU's import af gas fra Rusland faldt kraftigt som følge af Ruslands krig i Ukraine. Før 2022 købte EU en stor mængde af sin gas fra Rusland. Denne gas blev transporteret i rør og prisen var aftalt i langsigtede kontrakter. Gasforsyningen var dermed afskærmet fra knaphed på det globale gasmarked.

Dyr LNG: købes på spotmarked og transporteres langt

Med skiftet til LNG køber Europa i stedet en del af sin gas på det globale LNG-spotmarked i konkurrence med andre købere. Dermed ligner LNG'en olie, der har en global pris – blot med den forskel, at det er dyrere at transportere gas over lange afstande.

Lavt LNG-udbud giver høje priser og øger prod.-omk.

Priserne på LNG på spotmarkedet er i dag så høje, at europæiske virksomheders produktionsomkostninger og dermed deres konkurrenceevne påvirkes negativt af den. De nuværende priser på LNG afspejler delvist, at det globale udbud af LNG ikke kan øges på kort sigt for at møde stigningen i efterspørgslen fra Europa. En forøgelse af udbuddet af LNG kræver nemlig opstilling af ny såkaldt fordråbningskapacitet, hvilket tager tid. Fordråbning er den proces hvor gassen komprimeres til flydende form, hvorved man får LNG, der kan transporteres på fx et skib.

På sigt: mulighed for at øge LNG-udbud

På sigt kan man både bygge flere fordråbningsanlæg og omstille sit forbrug af energi mod andre energikilder, hvorfor der forventeligt vil indfinde sig lavere priser på LNG over tid.

Forventning om, at priser normaliseres på sigt

I tabel 4.2 vises et udpluk af gasbørspriser fra hhv. Europa (TTF) og Asien (JKM). For det europæiske marked var priserne primært sat af ledningsgas fra Rusland som den marginale kilde før 2022, mens priserne i Asien i hele perioden har været sat af LNG, der er sejlet ind. Før coronakrisen var der kun en forskel på 33 DKK/MWh på gasprisen på disse to markeder. LNG-priserne var inden Hormuzkrisens indtræffen fortsat ikke vendt tilbage til niveauet fra før coronakrisen, men det er ikke umuligt at priserne på LNG på sigt kan vende tilbage til JKM-priserne inden forsyningskrisen.

Tabel 4.2 Priser på gas på hhv. TTF og JKM (DKK/MWh)

Periode	TTF	JKM	Forskel
Før Coronakrisen (okt. 2017 – feb. 2020)	134	167	-33
Forsyningskrisen (august 2021 – august 2023)	693	630	63
Efter forsyningskrisen (september 2023 – december 2025)	271	291	-20
Efter Hormuzkrisens indtræffen (2026)	356	373	-17
Sammenligning			
LNG-pris med underudbud sammenlignet med LNG-pris uden underudbud: TTF efter forsyningskrisen (LNG) - JKM før Corona (LNG).[21]		104	

Anm.: Begge priser er i futures for sammenligneligheden. Et check mod TTF-spotpriser viser kun mindre afvigelser.

Kilde: CME Group, Dutch TTF Natural Gas Futures (front month), daglige slutkurser, EUR/MWh. Hentet via Yahoo Finance, 8. september 2026. CME Group, LNG Japan/Korea Marker (Platts) Futures (front month), daglige slutkurser, USD/MMBtu. Underliggende benchmark: Platts JKM, S&P Global Commodity Insights. Hentet via Yahoo Finance, 8. september 2026.

Det er dyrt at elektrificere højenergiprocesser i industrien

Meget forskelligt, hvor dyrt det er at lave varme med el

Udover gas til elproduktion anvender økonomier også gas til andre formål, primært i boligsektoren til at opvarme huse, offentlige bygninger og kommercielle bygninger, og i industrien til at levere procesvarme. Den gas kan udskiftes med elforbrug, men der er store forskelle i, hvor dyrt det er.

Opvarmning af bygninger er billigt at elektrificere

En af de omkostningseffektive måder at reducere gasforbruget på er ved at producere varme med elektriske varmepumper i stedet for ved at brænde gas af. Det gælder i både private og kommercielle ejendomme.[22] Allerede i dag er varmepumper konkurrencedygtige med traditionelle gasfyr, og Klima-, Energi- og Forsyningsministeriet fremskriver, at mange danskere vælger at skifte deres gasfyr ud med en varmepumpe, når gasfyret er udtjent.[23]

[21] I årene før Ruslands invasion af Ukraine, var LNG markederne, som primært var Asien, balanceret ift. den langsigtede efterspørgsel og udbud. Priserne var derfor konkurreret ned på et niveau, var tæt på produktionsomkostningerne. Dette kan man repræsentere ved prisen på JKM (Japan-Korea Marker) LNG-børsen. LNG-prisen steg globalt efter Ruslands invasion af Ukraine, som følge af at EU forsøgte at substituerer mod yderligere LNG-forbrug. Dette betød at der opstod en uligevægt mellem udbuddet og efterspørgslen, der pressede prisen op. Sammenligningen er derfor udtryk for, et bud på den merpris på LNG der skyldes markeds underudbud uden for den direkte krisesituation. Dermed er JKM-prisen også et bud på en bund på LNG-prisen, når de nye fordråbningsanlæg rundt omkring i verden bliver produktionsklare.

[22] ETC (2025), Achieving Zero-Carbon Buildings: Electric, Efficient and Flexible.-https://www.energy-transitions.org/wp-content/uploads/2025/01/ETC_Buildings-Decarbonisation-Report_DIGITALFINAL.pdf

[23] Klima-, Energi- og Forsyningsministeriet (2026). Klimastatus – og Fremskrivning 2026 – Kapitel 20: Husholdninger https://www.kefm.dk/Media/639189372212901523/KF26%20Kapitel%2028%20Husholdninger.pdf

Industri: Lav- og mellemtemperatur kan elektrificeres

Når det kommer til mellem- og lavtemperaturprocesser i industrien, er det også mange steder forholdsvis billigt at fjerne et gasforbrug via elektrificering. Et oplagt eksempel er varme til tørring af produkter eller produktion af varmt vand.[24]

Højtemperatur industri er svær og dyr at elektrificere …

De sværeste og dyreste steder at udskifte gasforbruget er i højenergiprocesser i industrien.[25] Det gælder fx i behandling og fabrikation af stål. Den slags industri er der ikke meget af i Danmark – det er et problem, man i højere grad har i fx Tyskland. I nogle dele af industrien er temperaturkravene så høje, at det teknisk set er svært at levere varmen via direkte elektrificering.

… også på sigt

Når det kommer til processer af denne type, er det sandsynligt, at der ikke er et rentabelt alternativ til brug af gas inden 2050, da det ville forudsætte ekstremt lave elpriser, der ikke harmonerer med de fremtidige LCOE'er for VE-strøm – medmindre der er store statssubsidier til produktionen af vedvarende energi. En fortsat brug af naturgas vil også være billigere end en øget brug af biogas. Dermed vil høje gaspriser svække den energiintensive industris konkurrenceevne, hvilket vil reducere den europæiske produktion i disse brancher. En del af det europæiske produktionstab i den energiintensive industri vil blive erstattet af import fra fx Kina. Herved kan høje gaspriser øge Europas grad af forsyningsafhængighed, når det kommer til de varer, som den tunge industri producerer.

Processer, hvor gas indgår som input, er svære at ændre

Til sidst er der de processer, hvor gas anvendes som input og ikke som brændsel. Det gælder fx produktionen af ammoniak og metanol. Her er det i mange tilfælde også svært og dyrt at udskifte brugen af gas, for forskellige indikative beregninger af størrelsesordenen på dette gasforbrug, henvises til tabel 5.3, tabel 5.4 og tabel 5.7 i kapitel 5.

5. Hvor meget gas skal der bruges i fremtiden?

DK's produktion overstiger forbruget Danmark producerer

I Danmark dækkes gasforbruget i høj grad af Danmarks egen biogasproduktion. I de seneste fremskrivninger skønner Klima-, Energi- og Forsyningsministeriet og Energistyrelsen, at det grønne gaskryds (punktet hvor ledningsgasforbruget og bionaturgasproduktionen[26] balancerer) indtræffer i 2035. Hertil kommer den danske egenproduktion af naturgas i Nordsøen. Den danske egenproduktion af bionaturgas og gas fra Nordsøen er nok til at dække det danske gasbehov.

---

[24] Markussen, W. B., Rosenow, J., Christensen, M. H., Zühlsdorf, B., & Elmegaard, B. (2025). Techno-economic analysis of technologies for decarbonizing low-and medium-temperature industrial heat. *Cell Reports Sustainability*, *2*(12).; Vieren, E., Demeester, T., Beyne, W., Magni, C., Abedini, H., Arpagaus, C., Bertsch, S., Arteconi, A., De Paepe, M. and Lecompte, S., 2023. The potential of vapor compression heat pumps supplying process heat between 100 and 200° C in the chemical industry. *Energies*, *16*(18), p.6473.

[25] https://fcarchitects.org/wp-content/uploads/2025/06/FCA-Decarbonizing-High-Temperature-Heat-in-Industry-Tech-Report.pdf; https://fcarchitects.org/wp-content/uploads/2026/05/FCA-Case-Study-Electrification-and-Thermal-Energy-Storage-in-the-Steel-Forging-Industry.pdf; Wu, X., Meng, J., Liang, X. *et al.* Technological pathways for cost-effective steel decarbonization. *Nature* **647**, 93–101 (2025).

[26] Bionaturgas er biogas der har været igennem en opgraderingsproces på et opgraderingsanlæg, der renser gassen for bl.a. CO_2, så den har omtrent samme kemiske komposition som naturgas. Dermed kan gassen injiceres i gassystemet. Modsat bionaturgas, eller opgraderet biogas, kan råbiogas ikke anvendes direkte i nettet, men skal fragtes i separate rørledninger til industri eller elproduktion.

Solidaritetspagt forpligter DK til at dele gas med EU

I EU har man dog indgået en "gassolidaritetspagt", som betyder, at Danmark i en nødsituation skal dele sin gas med resten af EU. Om Danmark har gas nok, afhænger derfor i praksis af, om Europa har gas nok. Ifølge Eurostat svarede EU's nettoimport til 96,6 pct. af olieforbruget og 85,0 pct. af naturgasforbruget.[27] Europa er derfor langt fra at være selvforsynende i dag.

Vi undersøger EU's forsyningssikkerhed

Forsyningssikkerhedsargumentet bliver ofte anvendt for at understøtte ideen om, at uden en udvidet egenproduktion af fossil naturgas vil Europa fortsætte med at være afhængigt af import fra leverandører, som Europa ikke kan stole på, hvilket gør Europa sårbart. Påstanden hviler på to antagelser, som begge kan diskuteres. Den første er, at det at importere gas gør Europa urimeligt sårbart. Den anden er, at den eneste vej til lavere afhængighed går gennem mere produktion. Men import af gas kan godt komme fra sikre og stabile leverandører, og europæisk fossilafhængighed kan også reduceres gennem reduceret gasefterspørgsel.

At importere er ikke det samme som at være sårbar

Globalt LNG-marked gør pression Globalt LNG-marked gør geopolitisk pression svær

LNG-gas handles på lige fod med olie på et globalt marked, hvor lande handler gassen på store børser, og skibene lægger til, der hvor priserne er højest. Så det er meget svært for store magter at true individuelle lande eller regioner med at afskære gasforsyningen. Et eksempel kan illustrere pointen: Hvis USA ikke vil sælge til Europa, skal de finde andre, der kan aftage deres gas, eller tabe store summer, som de har investeret i bl.a. fordråbningskapacitet. Og for at finde nye aftagere bliver amerikanerne nødt til at udbyde deres gas til en lavere pris end markedsprisen, hvilket vil få nogle forbrugere til at skifte fra at købe på gasbørsen til at købe direkte fra USA. Men det vil så frigive den gas, de før havde købt på børsen – som EU så vil kunne købe. Med andre ord er det svært at forestille sig en verden, hvor fx USA succesfuldt kan afpresse Europa ift. LNG-leverancer.

Tab af russisk gas kan ses som worst case for EU

Udfordringen med forsyningssikkerhed er ikke kun en teoretisk diskussion. Europa har allerede været igennem et forløb, som, vi vurderer, er tæt på et worst case-scenarie: Ruslands invasion af Ukraine var timet således, at de europæiske gaslagre var næsten helt tømte, fordi Rusland havde leveret mindre gas end sædvanligt i året op til invasionen. Samtidig leverede Rusland gas til Europa direkte via en rørledning til Europa til under markedsprisen for LNG. Det betød også, at Europa måtte erstatte gassen med andre kilder – primært LNG - der var betydeligt dyrere.

EU mistede russisk gas og måtte bygge LNG-infrastruktur

De europæiske muligheder for at importere LNG var desuden begrænsede, da den europæiske infrastruktur var tilpasset til at få sin gas gennem rørledninger fra Rusland. Så omstillingen væk fra den russiske gas krævede helt ny infrastruktur i Europa. Og Rusland var en større enkelteksportør end nogen af de lande, Europa importerer fra i dag.

Selv i "worst case": Høje priser, men ingen gasmangel

Selv i denne situation var der ikke decideret gasmangel forstået på den måde, at husholdninger og virksomheder ikke kunne få gas. Men der var høje gaspriser, hvilket var en udfordring for særligt de energiintensive virksomheders produktionsomkostninger og dermed for deres konkurrenceevne, og det viste en grad af europæisk sårbarhed, hvor geopolitiske udviklinger havde relativt store negative

[27] Eurostat, nrg_bal_c og nrg_ind_id, EU27 opgjort ved nedre brændværdi. Aggregatet er *gross available energy* = primær produktion + genvundne produkter + import – eksport + lagerforskydninger, og omfatter dermed omdannelsestab, energisektorens eget forbrug, distributionstab, ikke-energetisk anvendelse samt brændstof solgt i EU og bunkret til international luft- og søfart. Olie er ekskl. iblandet biobrændstof (O4000XBIO), naturgas ekskl. opgraderet biogas

konsekvenser på kort sigt. Men EU endte med at få fyldt gaslagrene op igen, på trods af at man startede på et så lavt niveau.

Tilpasning mulig på sigt, så forsynings-kriser er kortsigtede

I diskussionen om forsyningssikkerhed er det desuden vigtigt at indregne, at en forsyningskrise givetvis er kortsigtet. Og selv den kortsigtede tilpasning kan være relativt stor. Dette sås også i 2022, hvor gasforbruget faldt ret betydeligt med store kortsigtede konsekvenser.

Afhængigheden af gas afhænger også af efterspørgslen på gas

Gasbehov afhænger af scenarier

Der er forskellige kilder, man kan tage udgangspunkt i for at vurdere den samlede EU-efterspørgsel efter gas. De mest detaljerede er IEA's World Energy Outlook 2025 og de såkaldte TYNDP-scenarier, som konstrueres af et konsortium af EU-landenes elsystemoperatører, svarende til Energinet i Danmark.

Tabel 5.1 IEA World Energy Outlook gasefterspørgsel og produktion, EU27 (EJ)

EU27	Current Policies 2035	Current Policies 2050	Stated Policies 2035	Stated Policies 2050
Efterspørgsel (total energy supply)	11,54	11,25	10,36	9,42
Biogasproduktion (beregnet)	1,27	2,78	1,48	3,66
Naturgasproduktion	1,42	1,11	1,25	1,01
Nettoimport	8,85	7,36	7,64	4,76
Importandel	76,7%	65,4%	73,7%	50,5%

Anm.: Enkelte fejl kan forekomme som følge af antagelser vedr. brændværdien for naturgas. Biogasproduktionen er afledt ved at antage, at den nuværende europæiske andel af biogasproduktionen, 43 pct. fortsætter. Antagelsen om biogasfraktionen er meget usikker og kan rykke tallene betydeligt. Antagelsen går også ind i efterspørgslen, da denne også er beregnet ekskl. bionaturgas som udgangspunkt. Tallet kan derfor ikke direkte genfindes i IEA data, men skal beregnes. NZE-scenariet er ikke rapporteret her, da tallene ikke er offentligt tilgængelige i samme detaljeringsgrad. Gasefterspørgslen i det scenarie må dog forventes at være betydeligt lavere end i de øvrige scenarier.

Kilde: IEA: World Energy Outlook 2025

Aftagende import-afhængighed mod 2050 ifl. prognoser

Fra IEA-tallene kan man se, at importafhængigheden generelt er aftagende over tid, selv om egenproduktionen af naturgas ikke stiger, og de mere klimaambitiøse scenarier har lavere afhængighed. Der er en fortsat import af gas til EU i alle disse scenarier. Det generelle fald i afhængigheden kommer som følge af en forventning om øget biogasproduktion og faldende gasforbrug generelt. Importandelen er beregnet uden at tage højde for den del, der kommer fra Norge og Storbritannien, som må betragtes som stabile handelspartnere. Importen herfra er betydelig, hhv. 3,4 og 0,5 EJ i 2025.[28] En lignende tabel kan laves med EU's' såkaldte TYNDP-scenarie som udgangspunkt, se tabel 5.2.[29]

[28] Hertil kommer i dag USA med 2,9 EJ, Nordafrika (primært Algeriet) med 1,4, Rusland 1,4 og Aserbajdsjan og Qatar begge med 0,4 EJ.

[29] TYNDP-scenariet NT+ er baseret på de såkaldte NECP National Energy and Climate Plans og reflekterer medlemsstaternes mål og ambitioner – heraf navnet National Trends, NT+. NT+ repræsenterer landendes målsætninger eller nuværende fremskrivninger. For Danmarks indmelding er det baseret på data fra Klimastatus og -fremskrivning 2024. Den er således på de store linjer sammenlignelig med STEPS.

Tabel 5.2 TYNDP-gasefterspørgsel, EU 27 (EJ)

EU27, EJ	2030	2035	2040	2050
Efterspørgsel (samlet metanforbrug)	11,47	9,02	7,15	5,52
Biogasproduktion	1,07	1,53	2,21	3,01
Naturgasproduktion	1,30	0,95	0,62	0,03
E-metan	0,01	0,02	0,03	0,07
Nettoimport	9,09	6,52	4,30	2,41
Importandel	79,3%	72,3%	60,1%	43,7%

Anm.: Data er baseret på TYNDP's tilgang i scenariet NT+, og er derfor ekskl. eget forbrug, omdannelse til andre brændsler, distributionstab og statistisk afstemning. Der kan derfor være afvigelser ift. identiteterne i IEAs scenarier. Denne tabel tager udgangspunkt i et andet dataset fra TYNDP end resten af kapitlet, hvorfor tallene afviger med 1-4 pct. ift. andre tabeller, fx tabel 5.4.

Kilde: ENTSO-E & ENTSOG (2026). *TYNDP 2026 Draft Scenarios Report*. European Network of Transmission System Operators for Electricity and European Network of Transmission System Operators for Gas. https://2026.entsos-tyndp-scenarios.eu/

Fremtidigt importbehov kan dækkes af UK og NO

Også her ses en faldende importandel, men også i 2050 er der en betydelig import af gas til EU. Igen er det dog værd at huske, at importandelen er beregnet inklusive den del af importen, der kan dækkes af import fra Norge og Storbritannien. Importandelen i TYNDP-scenariet er også lavere, fordi efterspørgslen efter gas er lavere. Det skyldes bl.a., at der i fremskrivningen ligger en forventning om en højere PtX-produktion, der dækker en del af industriens behov. I det følgende afsnit illustrerer vi, hvor meget denne antagelse om PtX betyder for gasforbruget ved beregning af en række skøn for, hvor meget gasforbruget kan reduceres.

Scenarier har stort brintforbrug i fremtiden

Fælles for scenarierne er, at de har et relativt stort fremtidigt brintforbrug i industrien. Derfor er det værd at notere, at grøn brint i dag ikke er konkurrencedygtigt med fossile alternativer. Hvordan, PtX-teknologien udvikler sig over tid, er i sagens natur usikkert, men både teknologi og elpriser skal forbedres markant, før grøn brint kan konkurrere med gas på markedsvilkår i fremtiden. Hvor meget dyrere det bliver for industrien at omstille til brint vil afhænge af, om politikerne er villige til at bruge statsstøtte til at lukke et eventuelt omkostningshul til naturgas. Samme logik gælder for produktionen af biogas, der heller ikke i dag kan konkurrere på markedsvilkår, og derfor også kræver støtte. Industrivirksomheder benytter kun biogas og/eller grøn brint så længe, det er billigere end at anvende naturgas, eller hvis regulering påtvinger dem det. Det betyder også, at europæiske politikere kan reducere gasforbruget i industrien uden at reducere virksomhedernes konkurrenceevne ved fx at støtte anvendelsen af grønne alternativer, hvis de ønsker det, og hvis der er politisk vilje til at samle regningen, som kan være betydelig, op.

Et skøn for hvor meget gasforbruget kan reduceres

Vi undersøger Europas mulighed for at reducere gasbehov:

De viste scenarier for gasforbruget i tabel 5.1 og 5.2 er baseret på en række forudsætninger om teknologisk udvikling såvel som om, hvordan energi- og klimapolitikken udvikler sig i fremtiden. Det kan derfor være svært at vurdere om disse scenarier er realistiske. I dette afsnit giver vi et skøn for, hvor meget gasforbruget i Europa kan reduceres med nuværende teknologi, hvor der samtidig tages hensyn til, at visse processer i industrien er dyre og teknisk svære at omstille væk fra gas. Disse skøn skal ikke ses som fremskrivninger eller politiske anbefalinger, men illustrerer gasforbrugets sammensætning i dag og i fremtiden.

Analyse: Hvor meget EU-industri kan ikke undvære gas?

Vi laver to typer af illustrative skøn. Først giver vi et skøn for, hvor meget gasforbruget kan reduceres, hvis andre EU-lande reducerer deres gasforbrug udenfor industrien i samme grad som Danmark.[30] I dette skøn lader vi industriens gasefterspørgsel være uændret. Herefter giver vi et skøn for, hvor stort gasforbruget er i de dele af industrien, hvor det er dyrt og teknisk svært at omstille væk fra gas. Se boks 3 for en uddybende beskrivelse af beregningen.

EU-potentiale på 40 pct. ved at kopiere DK uden for industri

En beregning på Eurostat-data viser, at hvis gasforbruget pr. indbygger i ikke-industrielle sektorer i EU falder til det niveau som Danmark har i dag, vil det medføre en reduktion i EU's gasforbrug på omtrent 40 pct. Hvis det europæiske forbrug i 2050 i stedet faldt til det i Klimastatus og -fremskrivning 2026 (KF26) fremskrevne danske forbrug pr. indbygger i 2050 uden for industrien, vil reduktionen være ca. 65 pct.

Scenarier viser stort potentiale for at reducere gasbehov

Disse to scenarier reducerer EU's importandel af gasforbruget til 56,2 pct. og 26,9 pct., jf. tabel 5.3. Det første scenarie, hvis EU i 2050 gør hvad Danmark gør i 2024, er mindre ambitiøst end den reduktion af gasefterspørgslen der ligger i det såkaldte TYNDP-scenarie for 2050, hvor importandelen forventes at være 43,7 pct. i 2050.

Fremskrivninger tager ikke højde for politik

Fremskrivningen af det danske gasforbrug i 2050 stammer fra Klima-, Energi- og Forsyningsministeriets Klimastatus og -fremskrivning 2026, og den indeholder ikke nogen nye politiske tiltag, har relativt høje elpriser og inkluderer ikke noget synderlig PtX-forbrug.

Følsomhed på PtX-forbrug

En stor del af omstillingen af naturgassen i NT+-scenariet i tabel 5.2 kommer fra et øget forbrug af grøn brint, som med nuværende teknologi vil være meget dyrt – enten for de virksomheder, der skal bruge brinten, eller for EU's medlemslande, hvis de skal betale for produktionen af brinten. På baggrund af tal fra scenariet skønnes det, at brintforbruget i de sektorer, der er svære at omstille, vil være 2,73 EJ, mens det samlede brintforbrug i scenariets afgrænsning er 3,86 EJ i 2050.[31] På baggrund af disse tal har vi beregnet en følsomhed hvor brintforbruget i stedet dækkes med naturgas. [32] Det er simplificeret antaget at energiforbruget 1:1 kan erstattes med naturgas. Denne indikative beregning giver anledning til importandelene vist i tabel 5.3 i kolonne 3.

[30] En del af grunden til, at Danmark indtil videre har kunnet reducere sit fossilforbrug, er, at Danmark benytter store mængder biomasse i fjernvarmeproduktionen. Dog bliver en stor del af dette biomasseforbrug udfaset i den officielle fremskrivning frem mod 2050. I skønnet hvor EU gør som Danmark gør i 2050, er der således også indlagt en betydelig reduktion af biomasseforbruget i forhold til Danmarks forbrug i dag. Beregningerne skal ses som illustrative, og vi forholder os ikke i eksplicit til, om de øvrige EU-lande kan/bør følge samme vej.

[31] Disse skøn fremgår ikke af tabel 5.2 eller 5.3, men stammer fra det bagvedliggende datamateriale fra NT+-scenariet.

[32] For ikke at dobbelttælle naturgas, fratrækkes naturgasforbruget til grå og blå brintproduktion svarende til 0,74 EJ i 2050. I beregningerne baseret på det danske fremskrevne forbrug i 2050, sikres der ligeså, at der ikke dobbelttælles naturgas til brintproduktion. For beregningerne baseret på det danske forbrug i 2024 er brintforbruget betydeligt mindre eller ikke-eksisterende, hvorfor der ikke er foretaget følsomhedsberegninger.

Tabel 5.3 Sammenligninger af gasefterspørgsel og importandele i forskellige scenarier

	Gasefterspørgsel (EJ)	Importandel	Importandel hvis brintforbrug erstattes 1:1 med naturgas
EU TYNDP NT+ 2050	5,52	43,7%	64,0%
Skøn hvis EU gør som DK i 2024	7,08	56,2%	-
Skøn hvis EU gør som DK i 2050	4,25	26,9%	32,0%
Skøn hvis gasforbrug kun er i sektorer der er svære at omstille i 2050	2,41	-28,6%	29,5%

Anm.: Mindre afvigelser kan forekomme ift. senere tabeller som følge af identiteter og afrundinger. Data er baseret på TYNDP tilgang, og er derfor ekskl. eget forbrug, omdannelse til andre brændsler, distributionstab og statistisk afstemning. I skøn hvis EU gør som DK, er gasforbruget i industrien, industrielle input, raffinaderier og international bunkring for EU holdt fast på sit nuværende niveau (2024). Skønnene er de samme, som giver anledning til en reduktion i gasforbruget på hhv. omkring 40 og 65 pct. ift. 2024. Scenariet, hvor gasforbrug kun er i sektorer der er svære at omstille, tager udgangspunkt i TYNDP, men hvor det antages at alt gasforbrug er i nul, på nær de beskrevne dele af industrien samt industrielle input, raffinaderier og brintproduktionen. Hvis gasforbruget til el- og fjernvarmesektoren beholdes på TYNDP NT+ 2050 niveau, er importandelen ca. 11 pct.

Kilde: Eurostat (2026): *nrg_bal_c* - https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/view/nrg_bal_c/ tilgået d. 01/09/2026

Klima-, Energi- og Forsyningsministeriet (2026): *Klimastatus og -fremskrivning 2026,* ENTSO-E & ENTSOG (2026). *TYNDP 2026 Draft Scenarios Report*. European Network of Transmission System Operators for Electricity and European Network of Transmission System Operators for Gas. https://2026.entsos-tyndp-scenarios.eu/, egne beregninger.

EU har formentlig behov for gasimport i fremtiden

Tabellen viser, at EU vil have behov for at importere gas i de fleste scenarier, men den illustrerer også, at importbehovet kan reduceres, hvis resten af EU lykkes med at reducere gasforbruget i samme grad, som Danmark er på vej til frem mod 2050 i et *frozen policy*-scenarie, dvs. uden yderligere politik.[33] I det indikative scenarie, hvor EU kan bruger gas i de industrisektorer, der er svære at omstille, og hvor brint spiller en stor rolle, fremgår EU i tabellen som gaseksportør. Dette er ikke et sandsynligt scenarie; som tidligere beskrevet er det mest sandsynligt, at der også i 2050 vil være en betydelig import af gas til EU.

Beregning: Hvor meget industri kan ikke elektrificeres?

For at få en fornemmelse af, hvor stor en udfordring det er at reducere gasforbruget i Europa, har vi også beregnet et skøn over, hvor stor en andel af gasforbruget der forventes at stamme fra højtemperaturprocesser eller ikke-temperaturrelaterede processer, der er svære at elektrificere, se tabel 5.4. I boks 3 forklarer vi, hvordan andelen er beregnet.

[33] Frozen policy-scenariet er det, der fremgår af Klimastatus og -fremskrivning 2026.

Tabel 5.4 Europæisk gasforbrug fordelt på sektorer i 2024 og i fremtiden, EJ

	Eurostat 2024	NT+ 2050	Andel 2024	Andel 2050
Husholdninger	2,8	0,9	23,6%	15,3%
Privat og offentlige service	1,3	0,5	10,8%	8,2%
Landbrug	0,2	0,2	1,5%	2,7%
Transport	0,1	0,3	1,2%	4,8%
Industri	2,9	1,2	24,2%	21,7%
International transport	0,0	0,3	0,4%	5,5%
Industrielle input (Råvare)	0,5	0,4	3,8%	7,6%
El- og fjernvarmesektoren	3,9	1,1	32,3%	18,4%
Raffinaderier	0,3	0,2	2,3%	2,8%
Brintproduktion (Blå og Grå)	–	0,7	-	12,9%
Total	**12,0**	**5,8**	**100,0%**	**100,0%**
Samlet forbrug i svære-at-omstille sektorer	2,6	2,4	22,0%	42,0%

Anm.: Mindre afvigelser kan forekomme ift. senere tabeller som følge af identiteter og afrundinger. Data er baseret på TYNDP tilgang, og er derfor ekskl. eget forbrug, omdannelse til andre brændsler, distributionstab og statistisk afstemning. Samlet forbrug i svære-at-omstille sektorer er baseret på: Industrielle Input (Råvare), Brintproduktion, Raffinaderier og de dele af industrien, der er vurderet svært at omstille. Tallene kan ikke direkte sammenlignes med tabel 5.2, da tallene er fra to forskellige tabeller, der ikke er enige, jf. anm. til tabel 5.2.

Kilde: Egne beregninger på baggrund af Eurostat: nrg_bal_c, og ENTSO-E & ENTSOG (2026). *TYNDP 2026 Draft Scenarios Report*. European Network of Transmission System Operators for Electricity and European Network of Transmission System Operators for Gas. https://2026.entsos-tyndp-scenarios.eu/, se boks 3 for uddybende metode.

Industriens andel af gasforbruget ventes at være stabil

I fremskrivningen illustreret i tabellen skrumper husholdningernes andel af gasforbruget i 2050, og det samme gør el- og fjernvarmesektorens andel. Industriens andel er derimod relativt stabil over perioden, men andelen af forbruget i sektorer, der er svære at omstille, stiger kraftigt. Gasforbruget, der går til produktionen af primært blå brint, stiger til en betydelig andel i takt med, at brintforbruget i Europa forventes at stige.

Boks 3 Beregninger af gasforbruget i europæisk industri der er svært at omstille

Denne boks beskriver fremgangsmetoden, vi har anvendt til at beregne skøn på forskellige omstillingsscenarier for EU baseret på danske tilstande i følgende afsnit.

Det skal understreges, at beregningerne i dette afsnit er forholdsvis grove skøn og er behæftet med væsentlig usikkerhed. Beregningerne er dog nyttige til at illustrere størrelsesordener og kan dermed anvendes indikativt til forstå gassens betydning i den tunge industri.

Det er formentlig et overkantsskøn at gå ud fra, at gasforbruget kan reduceres til præcist nul i en lang række sektorer, fx argumenterer vi i denne analyse for, at gas fortsat kan have en rolle i elproduktionen til spidsbelastnings- og balanceydelser. Omvendt kan gasforbruget i praksis både ende med at være højere eller lavere, da det vil afhænge af strukturudviklingen i økonomien og ikke mindst den førte politik i EU såvel som i alle medlemslandene.

Første scenarie – EU som Danmark i 2024

Det første scenarie beregner gasforbruget i 2050 i EU, hvis alle lande i EU gør som i Danmark, Med det menes, at de øvrige EU-lande omstiller deres energisystemer, så deres gasforbrug per indbygger til elproduktion og opvarmning har samme størrelse som det har i Danmark.

Scenariet indikerer altså et EU der pt opvarmnings- og strømproduktionsmæssigt har et forbrugsmønster, der ligner det danske.

For at beregne scenariet har vi taget udgangspunkt i Eurostats nrg_bal_c dataset, der opgør energibalancen på forbrugsniveau på tværs af EU. For at nuancere sammenligningen, udvælger vi sektorer, der er særligt svære at omstille – og hvor der er store forskelle mellem de forskellige EU-lande, og holder dem fast på deres nuværende niveau. Dette er industrien og industrielle inputs (råstoffer) – der også primært relaterer sig til industrien.

Energisektorens egetforbrug (Nordsøen, biogasproducenter), distributionstab, andre transformationer og balanceudligningerne burde principielt også holdes fast, da de også til dels er komplicerede at omstille. Da sektorerne ikke indgår i TYNDP afgrænsningen af gasforbruget, har vi dog valgt at ekskludere dem, så sammenligningsgrundlagende er identiske. Omvendt indgår raffinaderier og international bunkring i TYNDP's afgrænsning og holdes derfor fast på deres nuværende niveau (2024).

Ikke-Industrielle sektorer er defineret som følgende Eurostat-sektorer: Transformation input - electricity and heat generation, Final consumption - transport, Final consumption - other sectors (households, services and agriculture.) De industrielle sektorer er: Industry - final energy use, non-energy use (feedstock) og Refineries. Hertil er også Maritime Bunkering holdt fast.

Vi beregner på denne baggrund gasintensiteten per. Indbygger i Danmark i de ikke ekskluderede sektorer, og ganger den på befolkningen i Europa 2024. Befolkningen i Europa i 2024 og i 2050 er ifølge fremskrivningen (Eurostat demo_gind, proj_23np) nogenlunde den samme. Så valget af basisår giver kun en mindre forskel. Produktet ligges sammen med forbruget i de ikke skalerede sektorer og giver skønnet på ca. 7,08 EJ.

Andet scenarie – EU som Danmark i 2050

For at medtage en omstillingseffekt på baggrund af de danske fremskrivninger, kobler vi den danske energibalances sektoropdelte gasforbrug fra Klima-, Energi- og Forsyningsministeriets Klimastatus og -fremskrivning 2026 (KF26) til Eurostat-kategorierne. Herefter benyttes samme fremgangsmetode som før, blot med KF26 som udgangspunkt for den danske gasforbrugsintensitet uden for industrien og 2050 befolkningsstørrelserne i både DK og i Europa.

Tredje scenarie – Omstilling uden for de sektorer der er sværest at omstille

For at undersøge industrien intensitet har vi taget udgangspunkt i NT+-fremskrivningen og Eurostats energiforbrug. På baggrund af et papir af Madeddu med fl. (2020)[34], der estimerer hvor svært energiforbruget i individuelle industriundersektorer er at omstille, har vi klassificeret sektorerne som enten svære at omstille eller ej, hvilket primært er baggrund af temperaturkrav – men også sektorer med store råmaterialebehov af energiprodukter, som fx brint eller metan, kan være svære at omstille. Industrier vi klassificerer som svære at omstille på baggrund af studiet er: primært og sekundært stål, kemikalier, cement, maskiner, metaller, transportmidler, keramik og glas og andre (not elsewhere specified).

Disse kategorier har vi koblet til TYNDP-scenarierne og Eurostat-undersektorerne. For TYNDP er koblingen som vist i tabel 5.5

Tabel 5.5 Kobling Mellem TYNDP undersektorer og Madeddu m.fl. (2020)

TYNDP undersektor	Madeddu m.fl. (2020)	Svær at omstille?
Steel	Primary Steel + Secondary Steel	Ja
Chemicals	Chemicals	Ja

[34] Madeddu, S., Ueckerdt, F., Pehl, M., Peterseim, J., Lord, M., Kumar, K. A., ... & Luderer, G. (2020). The CO2 reduction potential for the European industry via direct electrification of heat supply (power-to-heat). *Environmental Research Letters*, *15*(12), 124004.

Others	Mix, se anm.	Ja
Metals	Non-ferrous Metals	Ja
Fertilizers	Chemicals	Ja
Aluminium	Non-ferrous Metals	Ja
Food	Food, Beverages and Tobacco	Nej
Paper	Pulp and Paper	Nej

Anm.: TYNDP har ikke nogen cement, glas eller keramik-kategori. Kategorierne er sammen med nogen andre ikke helt så svære at omstille sektorer slået sammen under "other" kategorien, der er klassificeret som svær at omstille på baggrund af de indeholdte undersektorers gasforbrugsandele i 2024.

Kilde: Egne beregning + Madeddu med fl. (2020)

For Eurostat er koblingen som vist i tabel 5.6

Tabel 5.6 Eurostat mapping til Madeddu med fl. (2020)

Eurostat undersektor	Inkluderet under 'Others' I TYNDP?	Madeddu med fl. klassificationer	Svær at omstille?
iron and steel	Nej	Primary Steel + Secondary Steel	Ja
chemical and petrochemical	Nej	Chemicals	Ja
non-ferrous metals	Nej	Non-ferrous Metals	Ja
non-metallic minerals	Ja	Cement + Ceramics and Glass	Ja
transport equipment	Ja	Transport Equipment	Ja
machinery	Ja	Machinery and Equipment	Ja
mining and quarrying	Ja	not in (Madeddu m. fl. 2020); drying and space heat, assumed all low	Nej
food, beverages and tobacco	Nej	Food, Beverages and Tobacco	Nej
paper, pulp and printing	Nej	Pulp and Paper	Nej
wood and wood products	Ja	Wood and Wood Products	Nej
construction	Ja	not in (Madeddu m. fl. 2020): site heating and drying, assumed all low	Nej
textile and leather	Ja	Textiles and Leather	Nej
not elsewhere specified	Ja	not in (Madeddu m. fl. 2020); all-manufacturing average applied	Ja

Anm.:

Kilde: Egne beregning + Madeddu med fl. (2020)

På baggrund af de ovenstående klassifikationer, har vi omsat andelen af industrien i 2024 og i NT+-scenariet, der er svært at omstille i de individuelle lande. For at kvalificere en samlet mulig reduktion i de sektorer, hvor det ikke er meget svært at omstille, har vi anvendt NT+-scenariet, og antaget at gasforbruget uden for "de svære at omstille sektorer", samt raffinaderierne, brintproduktionen og de industrielleinputs forbrug er 0. Dette giver os et estimat på den samlede mulige omstilling, i et elektrificeringsmaksimerende scenarie. Vi har præsenteret resultatet af inddelingen af industrien i de største europæiske økonomier i tabel 5.7.

Stor forskel i europæiske landes andel af sværindustri

På tværs af Europa er der i dag stor forskel på, hvor meget sværindustri de enkelte lande har, som vist i de grove skøn i tabel 5.7. Den danske industri er fx ikke en stor forbruger af gas, og andelen af industrien, der pba 2024-tal vurderes at have svært ved omkostningseffektivt at kunne omstille sig væk fra gas (48 pct.) er forholdsvis lille sammenlignet med EU-gennemsnittet (65,8 pct.). Til sammenligning bruger

industrien i Tyskland og en række sydeuropæiske lande betydeligt mere gas, og her vurderes en langt større andel af industrien at have svært ved at omstille sig omkostningseffekt væk fra gas i 2024.

Tabel 5.7 Oversigt over forskellige landes industrielle gasforbrug og andelen af gasforbruget, der er svært at omstille, i 2024 og i fremtiden

	Gasforbrug, PJ			Svært at omstille, PJ			Andelen af industriens gasforbrug der er svært at omstille, pct.		
	2024	2030	2050	2024	2030	2050	2024	2030	2050
Tyskland	708	446	140	486	358	140	68,7	80,3	100,0
Italien	403	448	261	249	361	186	61,8	80,7	71,3
Frankrig	365	357	160	235	276	130	64,4	77,4	81,4
Spanien	334	319	52	237	258	52	71,0	81,1	100,0
Holland	174	180	63	106	154	60	60,7	85,3	94,6
Polen	164	188	131	109	151	95	66,2	80,3	72,2
Belgien	162	167	74	109	124	72	67,4	74,1	96,9
Danmark	27	25	30	13	25	30	48,0	100,0	100,0
EU-27	2.892	2.673	1.246	1.902	2.105	1.073	65,8	78,7	86,1

Anm.: Mindre afvigelser kan forekomme ift. senere tabeller som følge af identiteter og afrundinger. NT+ er baseret på NECP-indmeldinger for medlemslandene, og repræsenterer landendes målsætninger eller nuværende fremskrivninger. For Danmarks indmelding er det baseret på KF24 data. Svært at omstille industri, er baseret på varmebehov i gennemsnit. Det drejer sig om: Primær og sekundær stål, kemikalier, cement, maskiner, metaller, og keramik og glas. Obs. på at det kun er den rene industrisektor der er præsenteret her.

Kilde: Eurostat: nrg_bal_c, og ENTSO-E+ENTSOG: TYNDP: NT+scenariet.

Europa kan blive gaseksportør

Hvis alt gasforbruget uden for de sektorer, der er svære at omstille, reduceres til nul, kan Europa være selvforsynende med gas i 2050, og endda eksportere ca. 29 pct. af egetforbruget, se tabel 5.3 Dette skøn er behæftet med store usikkerheder, og er desuden et overkantsskøn for, hvor store reduktioner der kan opnås. Men beregningen illustrerer, at det er muligt at reducere gasforbruget i Europa kraftigt uden, at det gasforbrug i industrien, der er svært at omstille må reduceres.

Indfrielse af EU's klimaambitioner reducerer gasefterspørgslen

Uden yderligere politik vil EU fortsat importere gas

Tallene i tabel 5.1 og tabel 5.2 illustrerer, at EU i fraværet af yderligere politik fortsat vil have en betydelig nettogasimport i fremtiden. Det er ikke nødvendigvis et stort problem for forsyningssikkerheden, hvis nettoimporten med høj sandsynlighed i stor grad kan dækkes med import fra Norge og Storbritannien.

Selvforsyning kan øges gennem ambitiøs klimapolitik

Hvis Europa gerne vil øge selvforsyningsgraden, er der også en anden vej end at øge egenproduktionen, nemlig at øge sine klimaambitioner. På den måde er der ikke nødvendigvis konflikt mellem at føre ambitiøs klimapolitik og at øge graden af selvforsyning. Det er i stedet et spørgsmål om, om politikerne, virksomhederne og befolkningerne er villige til at bære omkostningerne forbundet med en ambitiøs grøn omstilling.

Argument om behov for gas kan blive selvopfyldende profeti

Argumentet om, at Europa skal have mere gas, fordi Europa kan ende med et højt gasforbrug, kan nemlig blive selvopfyldende: Jo mere gas Europa indvinder, desto

lavere bliver gasprisen, jo langsommere går omstillingen – og jo mere gas får Europa brug for.

Klimapolitik kan reducere gasforbrug

Det betyder, at lige såvel som man kan argumentere for, at Danmark har brug for at indvinde gas, fordi Europa ikke når sit klimamål, så kan man modsat også argumentere for, at hvis Europa i stedet får udbredt ikke mindst vedvarende energi på land og varmepumper i stor stil, vil behovet for gas falde yderligere. Det er altså muligt at komme længere med at reducere gasforbruget end i scenarierne præsenteret ovenfor, uden at fx industriens konkurrenceevne udfordres af at blive tvunget til at bære omkostningerne for at ibrugtage dyre teknologier til direkte eller indirekte elektrificering.

Mest klimaambitiøse scenarie har lavest gasforbrug

Denne pointe kan illustreres ved IEA's "Net Zero Emissions (NZE) by 2050", der omdanner 1,5°C-målet fra Parisaftalen til en global fremskrivning, som således er i tråd med de danske klimaambitioner. Og i det scenarie er nettoimporten endnu mindre. Hvis Danmark og Europa planlægger efter at leve op til Parisaftalen og de europæiske klimamål, vil gasforbruget i 2050 derfor være markant lavere, end hvad ministeriet henviser til.

6. Klimakonsekvenser af at forlænge indvinding

Licensforlængelser øger globale udledninger

Der er danske klimamæssige konsekvenser af indvindingsprocessen og globale klimamæssige konsekvenser af at stille ekstra fossile brændsler til rådighed på verdensmarkedet.

Forlængelser øger danske udledninger med 1,4-5 mio. ton

Indvindingen af olie og gas fører til flere danske udledninger, hvilket isoleret set modarbejder opfyldelsen af de danske klimamål. Klima-, Energi- og Forsyningsministeriet skønner, at selve indvindingen alene vil føre til øgede danske udledninger på "mere end fem mio. ton".[35] Til sammenligning viser en aktindsigt, som Klimamonitor har fået fra Klima-, Energi- og Forsyningsministeriet, at TotalEnergies selv vurderer, at licensforlængelser vil føre til øgede CO_2-udledninger frem til 2050 på samlet 1,4-2,2 mio. ton. I beregningerne lægges det til grund, at licensforlængelserne vil give TotalEnergies mulighed for at investere i "energieffektiviseringer og emissionsreducerende tiltag" – investeringer, der ifølge TotalEnergies ellers ikke ville blive foretaget.[36]

Påvirkning på kvotesektoren afhænger af EU-forslag

Med den nuværende indretning af EU's CO2-kvotemarked vil forøgelsen af de danske udledninger som følge af den øgede indvinding ikke øge de samlede udledninger inden for de kvoteomfattede sektorer. Det skyldes, at der i dag ikke er 100 pct. lækage i systemet.[37] Hvis EU-Kommissionens forslag til ændring af kvotesystemet stemmes igennem, som det ligger i skrivende stund,[38] vil det dog betyde, at der

[35] https://www.dr.dk/nyheder/politik/danmarks-groenneste-regering-holder-doeren-aaben-hente-mere-olie-og-gas-op-fra-nordsoeen

[36] https://klimamonitor.dk/nyheder/forsyning/article19566879.ece

[37] Det skyldes den såkaldte markedsstabiliseringsreserve, der fx er beskrevet i https://dors.dk/files/media/rapporter/2018/M18/kap_3/m18_kap_iii_klimapolitik_frem_mod_2030.pdf og i https://www.tandfonline.com/doi/full/10.1080/14693062.2023.2287074.

[38] https://climate.ec.europa.eu/areas-action/carbon-markets/eu-emissions-trading-system-eu-ets/market-stability-reserve_en.

fremadrettet er 100 pct. lækage, hvorfor udledningerne i kvotesystemet ikke vil forøges som følge af den danske licensforlængelse. Konsekvenserne af EU-Kommissionens forslag har vi beskrevet i detaljer i CERI-analysen "EU slækker på klimapolitikken".[39]

Licensforlængelser vil øge de globale udledninger

På globalt plan vurderer vi dog, at licensforlængelserne vil øge udledningerne. Det skyldes, at det vil øge det samlede udbud af olie og gas, hvilket isoleret set vil skabe et (lille) nedadgående prispres på det (store) globale marked for olie og gas, hvilket igen vil øge forbruget. Men forøgelsen i de globale udledninger er langt fra at være 1:1 ift. de fossile brændsler der bliver indvundet ved en licensforlængelse. Det skyldes at det vil blive mindre attraktivt at indvinde olie og gas andre steder i verden. Forøgelsen i de globale udledninger reduceres yderligere i det omfang at den danske indvinding er forbundet med færre udledninger end den indvinding, der fortrænges. En yderligere effekt der reducerer stigningen i de globale udledninger kommer fra, at en øget dansk indvinding af gas kan føre til et reduceret forbrug af kul frem for gas i den globale elektricitetsproduktion. Det påvirker udledningerne, da kul udleder mere end gas per produceret mængde strøm.

Klimabelastning afhænger af lækage

For at vurdere, om gevinsterne ved øget forsyningssikkerhed opvejer den potentielt øgede klimabelastning, er det relevant at estimere størrelsesordenen på de lækageeffekter ved øget olie- og gasproduktion, vi har beskrevet i det ovenstående.

Oliestudie viser lækage på 50-60 pct.

Et nyligt velpubliceret studie fra 2024 finder, at en forøgelse af indvindingen af olie i et land øger udledningerne med 40-50% af den nationale forøgelse, hvilket svarer til en lækagerate på 50-60 pct.[40]

Ældre studie har estimeret højere lækage

Erickson og Lazarus (2018) finder i et andet velanset studie en olielækagerate på 61 pct. i deres hovedscenarie. Dertil kommer så en række tilpasninger uden for oliemarkedet, som gør, at CO_2-lækagen bliver 65 pct.[41]

Norsk studie finder lækage på 67 pct., …

Derudover finder et norsk studie fra 2017, at omtrent en tredjedel af en reduktion i olieproduktionen i et producerende land slår igennem som lavere udledninger.[42] De finder altså en lækageeffekt på omkring to tredjedele.

… der er brugt som argument for stop af dansk indvinding

Det norske studie er bl.a. også blevet brugt af Klimarådet, som argument for, at et stop for dansk olieindvinding kan reducere de globale CO_2-udledninger.[43] I studiet undersøges dog kun lækageeffekterne for olie, og det er derfor uklart, om resultatet kan overføres til gas.

Beregninger på danske forlængelser giver rate på 73-85 pct.

Senest har Peter Kjær Kruse-Andersen, lektor i klimaøkonomi ved Københavns Universitet og scientific advisor i CERI, estimeret lækageraten for danske licensforlængelser til 73-85 pct. i den globale handelsmodel GTAP-E.[44] Denne undersøgelse er

[39] https://ceri.dk/rapporter-indsigter/eu-slaekker-paa-klimapolitikken/.

[40] https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0140988324004286

[41] https://link.springer.com/article/10.1007/s10584-018-2152-z. Se figur 1.

[42] https://www.jstor.org/stable/44132124

[43] https://klimaraadet.dk/da/analyser/danmarks-indvinding-af-olie-og-gas-i-nordsoeen.

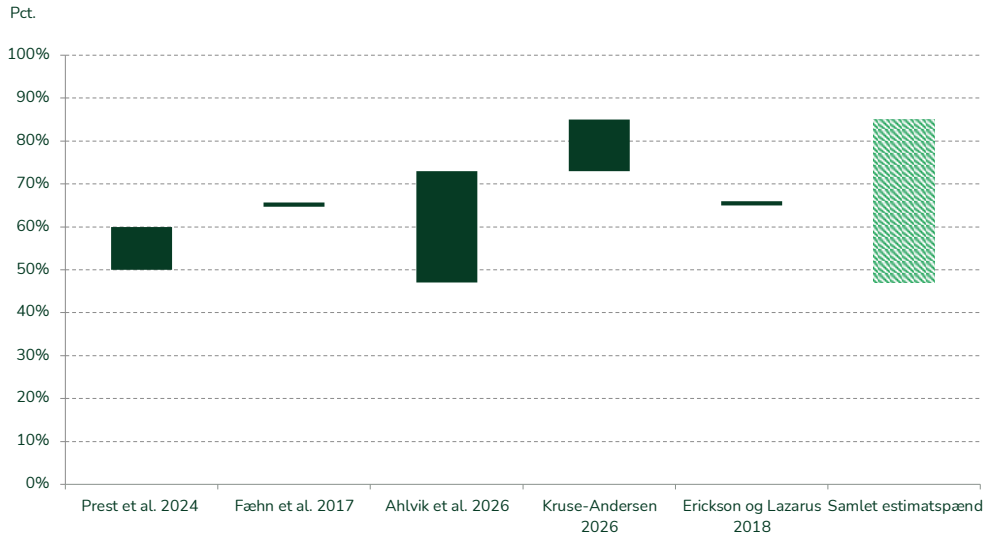
[44] https://www.berlingske.dk/synspunkter/en-forlaengelse-af-olie-og-gaslicenserne-i-nordsoeen-er-ikke-en-no-brainer-der-er-tale-om-en-vanskelig-politisk-afvejning

relevant, da den særligt fokuserer på danske forhold. Disse beregninger er dog ikke videnskabeligt fagfællebedømt, og de skal derfor anses som foreløbige.[45]

Konsensus om ikke-negligerbar klimaeffekt

Litteraturen peger således entydigt på, at der er en global klimaeffekt af, at Danmark udvider sin produktion, og den effekt er ikke negligerbar. Litteraturen beskæftiger sig primært med olie, fordi der er bedre data, men man må forvente samme kvalitative effekter for gas. Den præcise størrelsesorden af effekten er forbundet med nogen usikkerhed, som illustreret i figur 6.1, hvor resultaterne i de lækagestudier, der er beskrevet ovenfor, og en række øvrige relevante estimater er vist.

Figur 6.1 Forskellige estimater af lækageraten



Anm.: De viste studier rapporterer emissionsbaserede lækagemål. Studierne af Prest et al. (2017) og Ahlvik (2020) inkluderer ikke lækage gennem substitution til andre brændsler, men beskæftiger sig alene med lækage på oliemarkedet. Peter Kjær Kruse-Andersen tager som den eneste udgangspunkt i ændringer i dansk produktion af fossile brændsler.

Kilde: Udover artiklerne nævnt i brødteksten: https://academic.oup.com/restud/advance-article/doi/10.1093/restud/rdag024/8703771 og https://onlinelibrary.wiley.com/doi/10.1111/sjoe.12576.

Litteraturgennemgang: Lækagerate på 47-85 pct.

Ifølge den gennemgåede litteratur er lækageraten på fossil indvinding 47-85 pct. En lækagerate i det spænd betyder, at for hver 100 enheder fossilt brændsel (fx 100 tønder olie) Danmark indvinder fra Nordsøen, vil det føre til øgede udledninger svarende til øget globalt forbrug på 15-53 enheder fossilt brændsel.

Argument fra Total: Dansk indvinding er grønnere end alternativet

Nogle af de ovenstående lækagerater relaterer sig alene til, hvordan øget indvinding af fossile brændsler ét sted vil øge det samlede globale forbrug og tager dermed ikke hensyn til, om der er klima- og miljøgevinster ved, at indvindingen sker på en grønnere måde i Danmark ift., hvis gassen indvindes andre steder i verden. Klimamonitors aktindsigt fra Klima-, Energi- og Forsyningsministeriet viser, at TotalEnergies argumenterer for, at licensforlængelser i Nordsøen vil være bedre for klimaet end oversøisk import, fordi produktionen vil finde sted tættere på forbruget,

[45] https://www.berlingske.dk/synspunkter/en-forlaengelse-af-olie-og-gaslicenserne-i-nordsoeen-er-ikke-en-no-brainer-der-er-tale-om-en-vanskelig-politisk-afvejning

og fordi indvindingen har et lavere CO_2-aftryk.[46] Det vil trække i retning af højere lækage, og dermed mindre merudledning ved en forlængelse af de danske licenser.

LNG har højere CO_2-intensitet end rørført gas

En anden effekt, der trækker i retning af højere lækage og dermed mindre merudledning ved licensforlængelser for dansk og europæisk gasproduktion, er, at LNG har en højere CO_2-intensitet end en tilsvarende mængde rørført gas. Det skyldes, at amerikanske fordråbningsanlæg til LNG-produktion som oftest anvender gas til at drive deres processer, hvilket resulterer i et tab på omtrent 10 pct. af energiindholdet i gassen.[47] Dertil kommer, at LNG transporteres med skib, hvilket i sig selv medfører CO_2-udledninger. Det europæiske LNG-forbrug er steget kraftigt, efter at Europas forsyning af russisk rørført gas er reduceret kraftigt. Et højere LNG-forbrug trækker i retning af højere lækagerater for gas end analyser af lækageraten lavet på ældre data vil give anledning til. Ikke alle studier har det problem. Fx er Peter Kjær Kruse-Andersens studie baseret på data fra 2023, dvs. efter den store stigning i LNG-import.

Høje gaspriser kan flytte produktion til Kina

Et argument, der også ofte præsenteres i diskussionen om fossilproduktion og lækage er, at høje gaspriser reducerer europæisk industris konkurrenceevne, hvilket kan få den konsekvens, at produktionen flytter til fx Kina, hvor CO_2-intensiteten i industrien er højere, bl.a. fordi kulforbruget i Kina er højere. Den effekt bidrager isoleret set også til en højere lækagerate. Samlet set er det derfor sandsynligt, at lækageeffekten fra øget gasindvinding er i den høje ende af de rapporterede lækagerater, og også højere end for øget indvinding af olie.

Svært at forstille sig en lækagerate tæt på 100 pct.

Størstedelen af udledningerne fra indvinding af olie og gas i Nordsøen kommer i dag fra oliedelen. Olien står, ifølge Klimastatus og -fremskrivning 2026 og egne beregninger på baggrund heraf, for i gennemsnit cirka 70% af CO_2e-indholdet i den samlede mængde gas og olie der fremskrives at blive indvundet i Ressourceopgørelse og Prognose 2025 fra Energistyrelsen, altså uden licensforlængelserne Prognosen er grundlaget for olie- og gasindvindingen i KF26. Så selv om lækageraten for gas er mere usikker end for olie, står gas kun for ca. 30% af den samlede effekt med de. Det betyder, at man skal have en lækagerate for gas på langt over 100 pct., før den samlede rate nærmer sig 100 pct. Dog kan fraktionen være forskellig, hvis den ekstra produktion, som de nye licensforlængelser giver anledning til, er betydeligt forskellig fra den historiske sammensætning.

7. Finanspolitiske overvejelser

Effekt på statsfinanser afhænger af fremtidige priser

Licensforlængelserne vil også påvirke statsfinanserne. Påvirkningen afhænger afgørende af olie- og gaspriserne i fremtiden. Medmindre olie- og gaspriserne falder drastisk, vil staten også i fremtiden tjene penge på sine olie- og gasaktiviteter i Nordsøen. Pengene kommer fra selskabsskat, den såkaldte kulbrinteskat, på overskuddet fra indvindingen og det statslige ejerskab på 20 pct. i indvindingsselskaberne, der håndteres gennem Nordsøfonden.[48]

[46] https://klimamonitor.dk/nyheder/forsyning/article19566879.ece.

[47] https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S1364032118306828.

[48] https://ens.dk/energikilder/olie-og-gasproduktion/oekonomi-olie-og-gasproduktion

Stor forskel i provenu på tværs af scenarier

I 2020 vurderede Klima-, Energi- og Forsyningsministeriet, at statens samlede indtægter fra olie- og gasindvinding i Nordsøen i perioden 1972-2019 har været 540 mia. kr. (2019-priser). I samme analyse vurderede ministeriet, at det samlede forventede skatteprovenu fra olie- og gasindvinding i Nordsøen i perioden 2020-2050 ville være 87,6 mia. kr. (2020-priser) i "Stated Policies"-scenariet fra IEA.[49] I IEA-scenariet "Sustainable Development", der ifølge IEA selv er i overensstemmelse med Parisaftalen, vurderede ministeriet, at statens indtægter fra olie og gas ville være 39 mia. kr. over samme periode.[50] En licensforlængelse vil øge den danske produktion og derfor øge de forventede indtægter til staten. Den relativt store forskel skyldes, at olie- og gaspriser og -efterspørgsel er lavere i det sidstnævnte scenarie. Tabel 4.1 viser de nyeste IEA-prisprognoser i de forskellige scenarier. Fossilpriserne i dag er højere, end de priser, der er lagt til grund for indtægtsfremskrivningerne, og hvis de forbliver høje, vil statens indtægter fra fortsat fossilindvinding være højere.

Licensforlængelser kommer også med statslig risiko

Det er dog ikke helt uden risiko for staten at give licensforlængelserne. Qua Nordsøfondens ejerskab på 20 pct. bidrager staten også med 20 pct. af finansieringen i nye investeringer i olie- og gasindvinding. Skulle olie- og gaspriserne blive meget lave i fremtiden, er det ikke sikkert, at nye investeringer motiveret af en licensforlængelse kan tjene sig hjem.

Merudledninger fra forlængelser skal modsvares, …

Samtidig gælder det, at for givne klimamål skal de øgede CO2-udledninger fra indvindingsaktiviteterne som følge af licensforlængelserne modsvares af CO_2-reduktioner andre steder i økonomien. Jo tættere man kommer på klimaneutralitet i 2045, desto færre billige reduktionsmuligheder er der tilbage, og desto mere vil de sidste reduktioner koste staten. I en fremtid, hvor Danmark er nettonul/nettonegativ, vil langt de fleste sektorer have meget få mulige reduktioner tilbage at foretage, hvorfor der vil være behov for egentlige negative udledninger for at nå de danske klimamål. De negative udledninger må med vores nuværende kendskab til tilgængelige teknologier forventes at komme fra enten CO_2-fangst på bioenergianlæg og efterfølgende lagring (BECCS) eller direkte CO2-fangst fra luften (DACCS). Fordi et kontinuerligt stort niveau af BECCS er meget pladskrævende, skønner vi, at der vil være behov for DACCS i et vist omfang for at nå fx 2050-målet, men formentlig også tidligere. Dermed vil yderligere reduktioner for at modvirke effekten fra den øgede olie- og gasindvinding med en vis sandsynlighed også skulle finde sted ved brug af DACCS.

… hvilket medfører omkostning for staten …

En eksempelberegning viser, at det kan kræve omkostninger for den danske stat i størrelsesordenen 150-550 mio. kr. årligt at modsvare merudledningerne fra den øgede fossilindvinding gennem den såkaldte DACCS-teknologi – når teknologien vel at mærke er moden. Som beskrevet i afsnit 6 vil licensforlængelsen føre til merudledninger i Danmark på mellem 1,4 mio. ton og "mere end 5 mio. ton" frem til 2050, afhængigt af om Klima-, Energi og Forsyningsministeriets tal eller TotalEnergies' egne tal lægges til grund. Fordeles merudledningerne i de scenarier for eksemplets skyld jævnt over årene 2030-2050, vil der årligt være en merudledning på 70.000-250.000 ton.

[49] www.kefm.dk/Media/E/7/Baggrundsanalyse.pdf

[50] IEA opererer ikke længere med dette scenarie. Det er siden blevet erstattet med scenariet " Net Zero Emissions by 2050", der er mere ambitiøst og konkret når et netto-nul-mål i 2050. Scenariet er beskrevet i Boks 1.

… på op til 550 mio. kr. – selv med moden DACCS-teknologi

Fordi DACCS i dag er en meget umoden teknologi, er der stor usikkerhed om prisen på at lave negative udledninger med teknologien i fremtiden. Et velpublicereret schweizisk studie fra 2024 giver dog et bud: I en verden, hvor teknologien er blevet moden (defineret ved, at der på globalt plan er installeret DACCS-kapacitet, der kan reducere 1 mia. ton årligt) er det centrale skøn $341 pr. ton for den DACCS-teknologi, der i dag er mest udbredt. Studiet rapporterer et 90 pct.-konfidensinterval på $226-$544.[51] Med dagens (31/8 2026) dollarkurs svarer det til en reduktionspris på 2.200 kr. pr. ton., hvilket giver årlige omkostninger på 150-550 mio. kr., afhængigt af hvor mange merudledninger, der er tale om.

Danmark kan ikke vente på moden teknologi

Ovenstående beregning tager udgangspunkt i en allerede moden DACCS-teknologi. IEA forventer dog først den grad af modenhed omkring år 2050. I en IEA-rapport fra 2022, forventes det, at DACCS vil reducere de globale udledninger med 0,98 mia. ton i 2050.[52] Men da Danmark allerede skal være nettonul i 2045, og fordi merudledningerne allerede ligger fra 2030, må man forvente, at den reelle omkostning bliver højere. Det schweiziske studie vurderer, at det koster omkring 15.000-20.000 kr. at reducere ét ton CO_2 med nuværende DACCS-teknologi, hvilket viser, at teknologien endnu er meget umoden, hvorfor det endnu er uvist, hvor attraktiv den bliver. Det afspejler sig også i det brede omkostningsspænd i studiet.

Beregninger tager ikke højde for den globale klimaeffekt

I ovenstående beregning er der desuden kun taget højde for licensforlængelsernes effekt på de danske merudledninger og prisen for den danske stat for at modsvare dem. Men som beskrevet i afsnit 6 vil det også øge de globale udledninger. Hvis Danmark også skal kompensere med DACCS svarende til et skøn for disse merudledninger, vil omkostningen for den danske stat være større.

Principdiskussion: Bør et land have mål for fossil indvinding?

Denne betragtning åbner for en mere principiel diskussion om, hvordan Danmark bør føre klimapolitik: Den måde verdens lande har besluttet at forsøge at tackle klimaudfordringen på er gennem nationale mål for de territoriale udledninger. Derfor er det en reel diskussion, om Danmark bør have politik, der særskilt begrænser den fossile indvinding.

Danmark går glip af indtægter ved ikke at forlænge

Hvis målet er, at Danmark overholder sine egne klimamål, som er blandt de mest ambitiøse i verden, er det muligt fortsat at indvinde gas og olie i Nordsøen og kompensere for den merudledning, der finder sted på dansk territorium. Hvis alle verdens lande havde bindende nationale klimamålsætninger, ændrer danske licensforlængelser således ikke de globale udledninger, men det koster statskassen ikke at forlænge. Den stigning i de globale udledninger, som finder sted, hvis den danske indvinding øges, er således et udtryk for at alle lande ikke har bindende nationale klimamålsætninger.

Lave fossilpriser gør det mere attraktivt at slække klimamål

Et af klimalovens guidende principper er, at klimapolitikken skal sikre, at danske tiltag ikke flytter hele drivhusgasudledningen uden for Danmarks grænser. Det trækker i retning af, at lækagen ved merindvindingen er relevant at forholde sig til. Hvor langt man skal gå i forhold til at begrænse udledninger uden for Danmarks grænser er et politisk spørgsmål.

---

[51] https://www.cell.com/joule/fulltext/S2542-4351(24)00060-6?_returnURL=https%3A%2F%2Flinkinghub.elsevier.com%2Fretrieve%2Fpii%2FS2542435124000606%3Fshowall%3Dtrue.

[52] https://www.iea.org/reports/direct-air-capture-2022/executive-summary.

8. Licensforlængelser reducerer Danmarks muligheder i det internationale klimadiplomati

Forskning: Stop for indvinding er vigtigt for klimaet

Forskningslitteratur peger på, at et stop for udvidelse af ny fossil produktion er et afgørende klimapolitisk tiltag på vejen mod netto-nul udledninger. Der er desuden argumenter for, at indvinding bør udfases hurtigst i diversificerede, rige økonomier, der bedst kan absorbere omstillingskonsekvenserne.[53]

Danmark er medlem af BOGA der arbejder for licensstop

Danmark var i 2021 medstifter af BOGA – Beyond Oil And Gas Alliance. Det er den første globale alliance af regeringer, der arbejder for en udfasning af olie- og gasproduktionen. Alliancen har i dag mere end 20 deltagende lande. Arbejdet inden for BOGA har bidraget til licensstoppet i Storbritannien og til, at lande og stater som Californien, Spanien, Colombia, Kenya, Italien, Irland, Frankrig og andre nu arbejder aktivt for udfasning af den fossile produktion.[54]

Tidligere danske regeringer har arbejdet for stop

I forbindelse med lanceringen af BOGA udtalte daværende klimaminister Dan Jørgensen: "Det skal være begyndelsen på enden for olie og gas. Det her er startskuddet, og vi vil kæmpe hårdt for at få endnu flere medlemmer. Det er afgørende for, at verden kan holde Parisaftalens mål inden for rækkevidde".[55] Da den daværende S-regering i 2020 indgik Nordsøaftalen, blev det af civilsamfundet kaldt en af de mest definerende beslutninger for muligheden for at trække verden i en grønnere retning.[56]

Licensforlængelse er ændring af dansk strategi

En licensforlængelse vil således være en ændring af Danmarks internationale strategi på området. Både i Danmark og i resten af verden anvendes Danmark som eksempel på et grønt foregangsland indenfor olie- og gasproduktion. Det danske eksempel bruges fx aktivt af grønne grupper internationalt, der arbejder for at få deres regeringer til at udfase olie- og gasproduktion.[57]

Danmarks mulighed for at være foregangsland er på spil

Hvis regeringen beslutter at forlænge licenserne i Nordsøen, kan det få den konsekvens, at Danmark ikke i lige så høj grad kan bruges som eksempel på et grønt foregangsland, der arbejder for at stoppe indvindingen af fossile brændsler. Ligeledes vil det ikke være muligt for Danmark at arbejde ligeså målrettet for at få andre lande til at sætte stopdatoer for deres indvinding af olie og gas.

---

[53] Green, Fergus, Olivier Bois von Kursk, Greg Muttitt, and Steve Pye. 'No New Fossil Fuel Projects: The Norm We Need'. *Science* 384, no. 6699 (2024): 954–57; Muttitt, Greg, and Sivan Kartha. 'Equity, Climate Justice and Fossil Fuel Extraction: Principles for a Managed Phase Out'. *Climate Policy* 20, no. 8 (2020): 1024–42.

[54] https://beyondoilandgasalliance.org/members

[55] https://www.information.dk/udland/2021/11/dan-joergensen-vaere-begyndelsen-paa-enden-olie-gas

[56] https://www.information.dk/indland/2020/12/slut-olie-gas-nordsoeen-2050-ny-historisk-aftale-kan-skabe-bevaegelser-hele-verden.

[57] Se fx https://www.regjeringen.no/contentassets/66de7ddcf7a6494694202b760fa3f50f/greenpeace-norge_.pdf