



RYSTAD ENERGY

GASSMARKEDET I 2021 OG NATURGASS I EUROPA MOT 2035

ENDELIG RAPPORT

29/03/2022

Rystad Energys mandat for rapporten

Om rapporten

- Rapporten er skrevet og laget med data fra februar 2022. Dette var før gassmarkedet merket konsekvensene av situasjonen mellom Russland og Ukraina.
- Grunnet usikkerheten i markedet inneholder ikke rapporten fremtidspriser for naturgass i Europa.
- Rystad Energy har illustrert sine basisestimer for fremtidig gassetterspørsel, men har grunnet usikkerheten i markedet også laget flere scenarioer som viser et større mulighetsrom for etterspørselsutvikling.
- Denne rapporten er et mindre utdrag og sammendrag av en større rapport laget av Rystad Energy.

Rystad Energys mandat for rapporten

- Undersøke, kartlegge og presentere drivere for de historisk høye gassprisene globalt og i Europa i 2021.
- Undersøke og kartlegge langsiktige trender i etterspørsel og tilbud av naturgass i Europa mot 2035, for å forstå gassens posisjon i et energisystem med økende fokus på dekarbonisering.
- Kartlegge og visualisere EUs målsetninger og prognoser for fornybarproduksjon og naturgassens rolle i dagens etterspørselssegmenter: industri, kraftproduksjon og bygninger.

Videre arbeid

- Den russiske invasjonen av Ukraina i slutten av februar 2022 vil sette varige spor i verdens energimarkeder. Etter hvert som konsekvensene for gassmarkedene blir tydeligere, vil det være aktuelt å se nærmere på både pris, tilbud og etterspørsel etter naturgass i Europa.
- På tilbudssiden vil det være særlig aktuelt å vurdere ulike tilbudsscenarier for russisk gass til Europa på kort og lang sikt. Dette inkluderer hvordan ulike grader av bortfall av russisk gass kan erstattes med mer lokal produksjon i EU og Storbritannia, økt LNG-import og økt import av rørgass fra Norge.
- Endringer i tilbudet av naturgass til Europa vil påvirke både priser og etterspørsel. Flere europeiske land viser allerede tegn på raskere reduksjon i gassetterspørsel som følge av dagens situasjon, gjennom tiltak som raskere utbygging av fornybar energi og mer bruk av kull. Hvor raskt vil gassetterspørselen i Europa falle med nye disse nye virkemidlene, og hvordan vil det påvirke konkurransekraften for norsk rørgass?

Innholdsfortegnelse

Gassmarkedet i 2021

- Det globale markedet

- Det europeiske markedet

Gass i EU27+UK i 2035

- Fremtidig gassetterspørrel i EU27+UK

- Fremtidig gassetterspørrel

Rollen til norsk gass i EU27+UK

- Fremtidig importbehov i EU27+UK

- Konkurranseskraften til norsk gass

Vedlegg

Innholdsfortegnelse

Gassmarkedet i 2021

Det globale markedet

Det europeiske markedet

Gass i EU27+UK i 2035

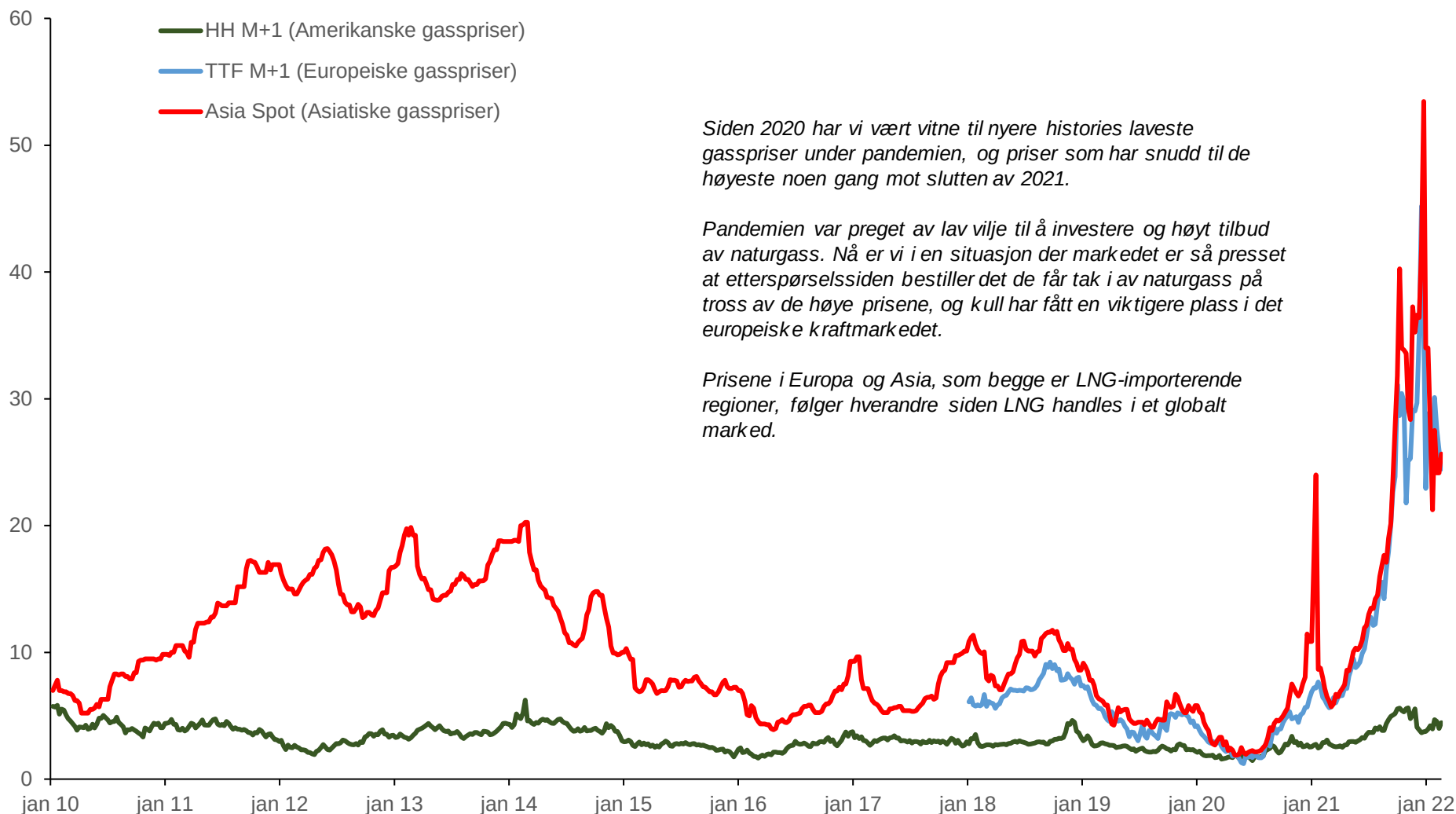
Rollen til norsk gass i EU27+UK

Vedlegg

Gassprisene har steget fra lave nivåer i 2020 til tidenes høyeste på rekordtid

Gasspriser ved forskjellige markedsplasser siden 2010

USD/MMBtu



Siden 2020 har vi vært vitne til nyere histories laveste gasspriser under pandemien, og priser som har snudd til de høyeste noen gang mot slutten av 2021.

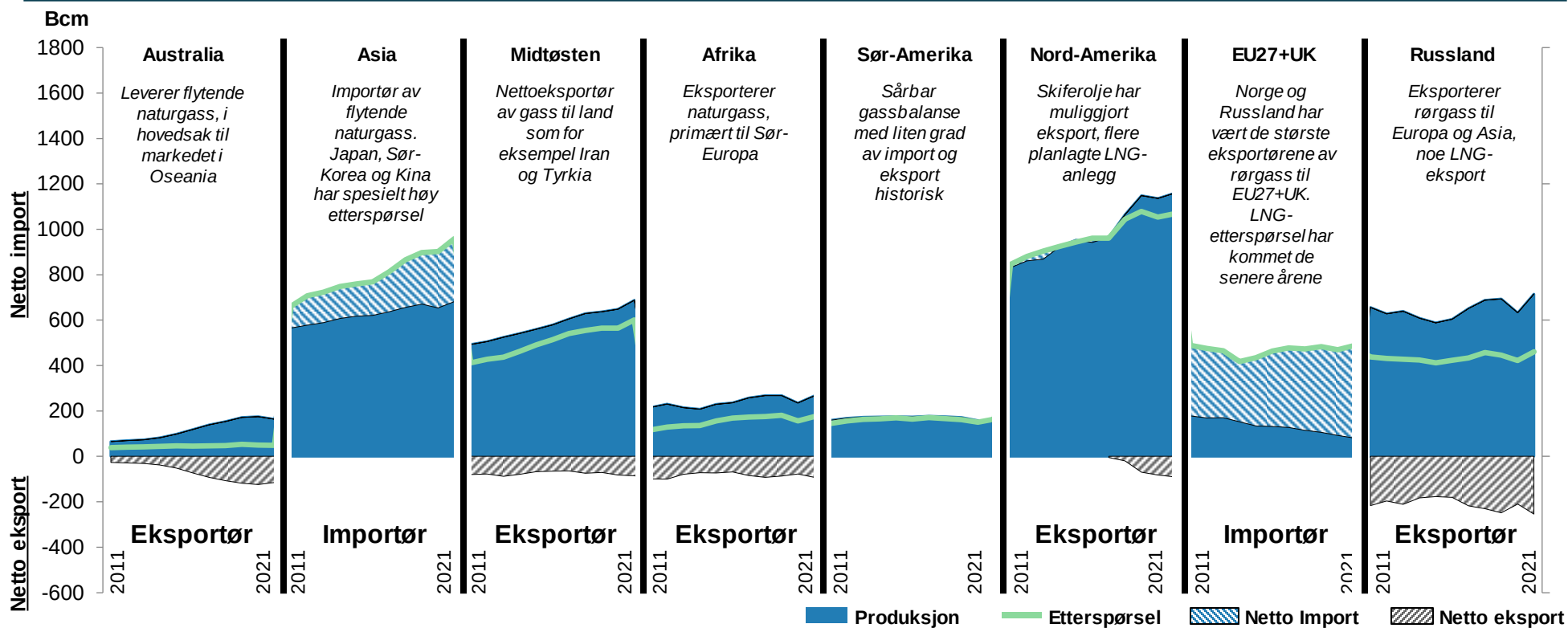
Pandemien var preget av lav vilje til å investere og høyt tilbud av naturgass. Nå er vi i en situasjon der markedet er så presset at etterspørselssiden bestiller det de får tak i av naturgass på tross av de høye prisene, og kull har fått en viktigere plass i det europeiske kraftmarkedet.

Prisene i Europa og Asia, som begge er LNG-importerende regioner, følger hverandre siden LNG handles i et globalt marked.

Kilde: Rystad Energy analyser; Refinitiv

EU27+UK og Asia er de største importørene av naturgass – Russland største eksportør

EU27+UK blir i større grad avhengig av import av naturgass fra andre kontinenter

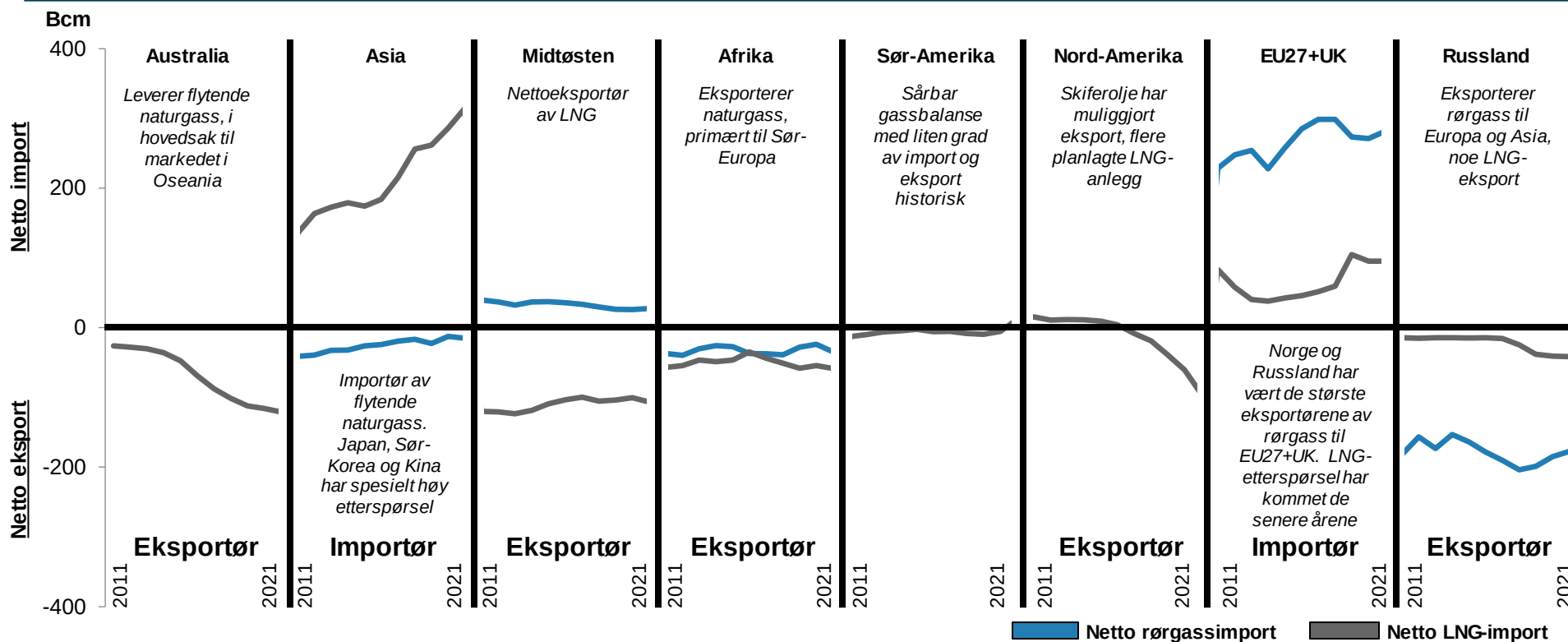


- Grafen viser lokal produksjon av naturgass innenfor regionen, total etterspørsel i regionen og handelsflyt av naturgass som eksport og import til og fra regionen.
- EU27+UK og Asia er preget av høy grad av naturgassimport, enten som rørgass på tvers av grensene eller som LNG via skip.
- Markeder som har overskudd av naturgass vil være mer isolerte og mindre avhengig av den globale prisutviklingen, for eksempel Midtøsten og USA.
- Land med høy grad av import av naturgass vil i større grad være prisgitt det globale markedet for flytende naturgass, og den lokale gassprisen vil svinge i takt med LNG-prisen. Dette er en av driverne for at vi i 2021 har sett veldig høye gasspriser i Europa.

Kilde: Rystad Energy analyser; Rystad Energy GasMarketCube

EU27+UK og Asia har mesteparten av LNG-importen. Markedene her blir prissatt av LNG

Utenom EU27+UK og Russland skjer mesteparten av interkontinental gasshandel i form av LNG

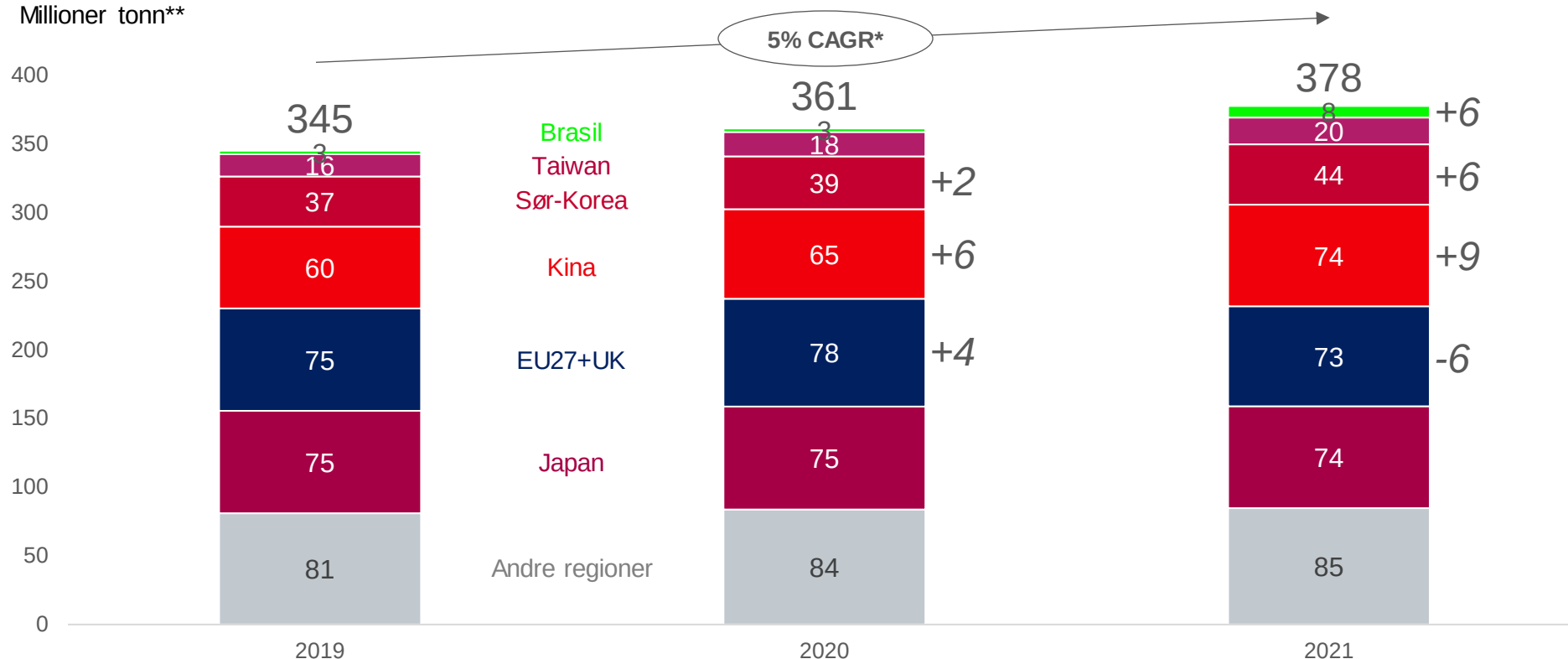


- EU27+UK og Asia importerer store volumer med LNG, og er dermed koblet til det globale markedet for flytende naturgass. De lokale gassprisene i Europa og Asia vil være drevet av de globale LNG-prisene, siden dette er de marginale gassvolumene som brukes.
- Qatar dominerer LNG-volumene eksportert fra Midtøsten, mens USA står for mesteparten av LNG-eksporten fra Nord-Amerika. Til sammen produserte Qatar, Australia og USA over halvparten av LNG-volumene i 2021.

Kina, Brasil og Sør-Korea med sterk vekst i LNG-etterspørsel i 2021, høye priser til tross

Importert volum av LNG per land/region i 2019, 2020 og 2021

Millioner tonn**



- Grafen viser import av flytende naturgass for de viktigste landene og regionene, i tillegg til endring i historisk import de siste tre årene.
- Import av flytende naturgass i EU27+UK falt med 7% fra 2020 til 2021. Dette skyldtes blant annet høye gasspriser, som gjorde det fordelaktig å brenne kull fremfor gass for kraftproduksjon. Flere tidligere stengte kullkraftverk ble gjenåpnet i denne perioden.
- Kina økte sin import av flytende naturgass fra 60 millioner tonn i 2019 til 74 millioner tonn i 2021, en økning på 23%. Kina har uttalte ambisjoner om å øke mengden gass i kraftsektoren for å bedre luftkvaliteten og redusere utslippene.
- I 2021 økte Brasil sin LNG-import med 230% i forhold til 2020. Denne økningen var spesielt drevet av kraftproduksjonssektoren. Økt strømetterspørsel etter Covid-19 og lite vann i vannmagasinene til vannkraftverk har ført til økt gassetterspørsel som ikke kan dekkes av lokal gassproduksjon.

*CAGR: Compound annual growth rate (sammensatt årlig vekstrate). **1 millioner tonn LNG = 1.36 Bcm

Kilde: Rystad Energy analyser; Rystad Energy LNG dashboard.

Økt kraftetterspørsel (+10%) og mindre kullimport til Kina har økt behovet for naturgass



Økt kraftproduksjon

- Kinas kraftsektor er verdens største, og kinesisk kraftproduksjon økte i første halvdel av 2021. Produksjonen de siste 12 månedene var da ca. 10% høyere enn de foregående 12 månedene.
- Mesteparten av veksten har kommet fra termisk kraftproduksjon, som stort sett består av kull og noe gass.
- I tillegg er det også behov for kull og gass i andre industrier.



Redusert vekst i innenlands kullutvinning

- Mesteparten av Kinas kullforbruk dekkes av innenlands utvinning.
- I første halvdel av 2021 var det begrenset vekst i kinesisk kullutvinning, delvis fordi noen gruver ble stengt av sikkerhetshensyn, og delvis på grunn av været.



Redusert import av kull

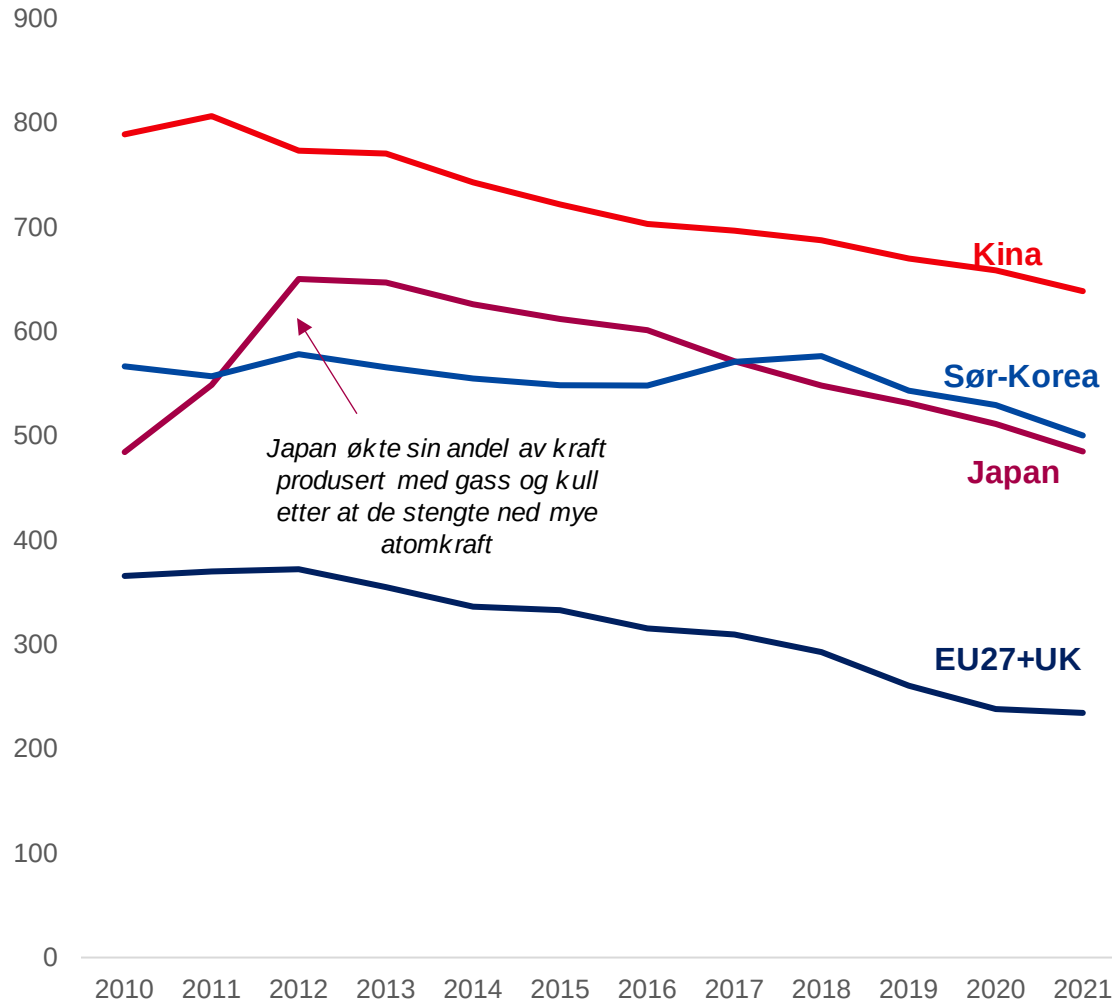
- I slutten av 2020 la Kina ned forbud mot import av kull fra Australia. Dette reduserte det eksterne tilbudet av kull til Kina.
- Indonesia ble en viktigere importør av kull til Kina da volumene fra Australia falt i 2021.



Mer behov for naturgass i Kina

Fortsatt betydelig andel kullkraft i kraftmiksen for LNG-importerende land – «Coal-to-gas switching» er relevant for å få ned utslippene i flere land enn Kina

Utslippsintensitet for kraftproduksjon*
g CO₂/KWh



Andel kull	Andel gass
63%	3%
37%	28%
31%	38%
14%	19%

Kina og flere andre land ligger et godt stykke etter Europa når det gjelder dekarbonisering av kraftsektoren. De bruker fortsatt en del kullkraft. Større andel gassvolumer vil redusere utslippene fra kraftsektoren, noe Kina i 2020 også kunngjorde som en ambisjon

I Europa økte utslippsintensiteten i 2021 etter en lang periode med stabil nedgang, mye pga. høyere andel kull i kraftsektoren

Oversikt over utslippsintensitet

Tonn CO ₂ ekvivalent per GWh*		
	Kull	1011
	Flytende hydrokarboner	966
	Gass	412

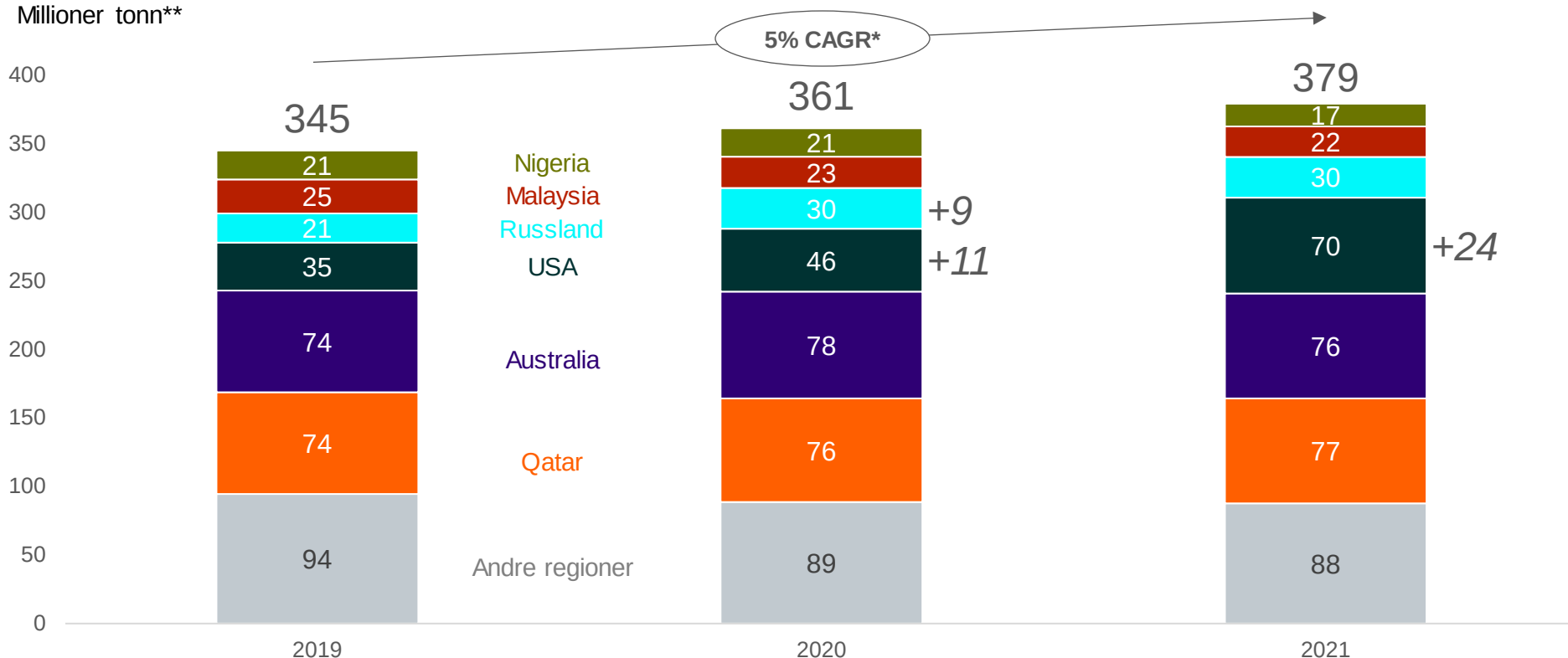
*Rystad sine tall for utslippsintensiteter er tatt fra EIA sin oversikt for 2020 utslippsintensiteter i USA
Kilde: Rystad Energy analyser

USA har doblet sin LNG-eksportkapasitet siden 2019

– Har i 2021 nok kapasitet til å levere hele etterspørselen etter LNG i EU27+UK

Eksportert volum av LNG per land/region i 2019, 2020 og 2021

Millioner tonn**



- Grafen viser eksport av flytende naturgass for de viktigste landene og regionene de siste tre årene, inkludert de største endringene.
- USA har siden 2019 doblet sin årlige eksport av LNG. Det har kommet flere nye og store produksjonsanlegg i Texas som har bidratt til denne veksten. USA er i løpet av de neste årene forventet å gå forbi Qatar som verdens største eksportør av LNG.
- Russland økte sin eksportkapasitet i 2020 med et nytt anlegg, og har i 2020 og 2021 ligget på 30 millioner tonn årlig. Russland eksporterte i 2019, 2020 og 2021 omtrent 15 millioner tonn LNG årlig til Europa.
- Malaysia, Nigeria og andre regioner har siden 2019 redusert sin eksport av LNG.

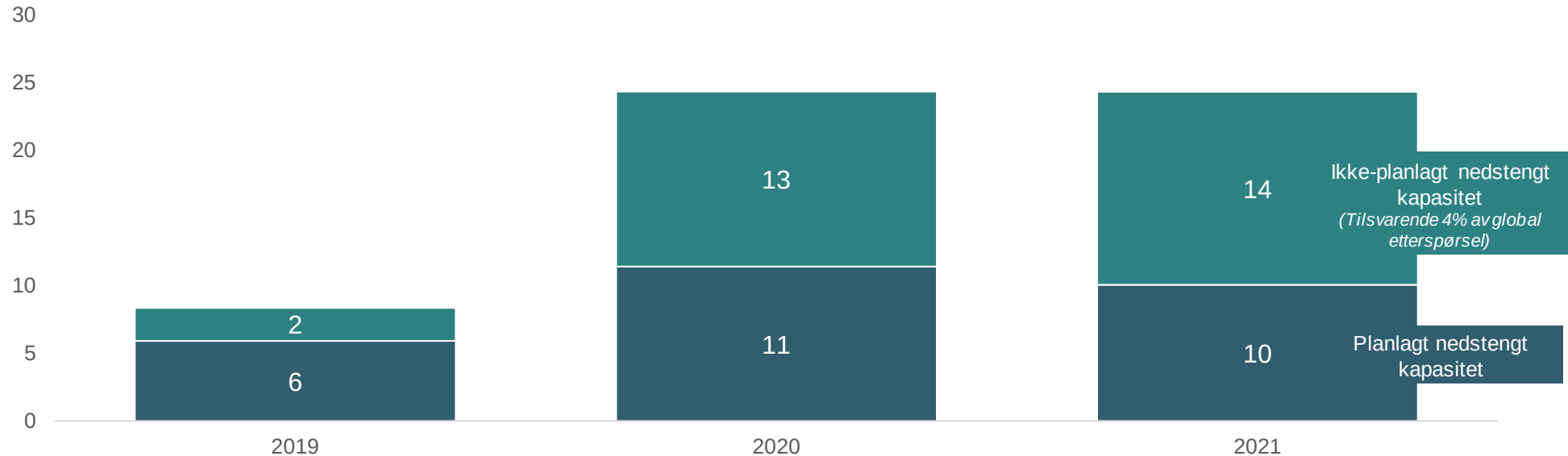
*CAGR: Compound annual growth rate (sammensatt årlig vekstrate). **1 millioner tonn LNG = 1.36 Bcm

Kilde: Rystad Energy analyser; Rystad Energy LNG dashboard.

LNG-tilbudet var presset i 2021; ikke-planlagte nedstengninger tilsvarte ca. 4% av etterspørselen

Nedstengt global LNG-produksjonskapasitet i 2019, 2020 og 2021

Nedstengt kapasitet (millioner tonn per år*)



- Grafen viser hvor mye nedstengt LNG-produksjonskapasitet det var globalt i 2019, 2020 og 2021.
- 2020 var et år med mye nedstengt kapasitet, både planlagt og ikke-planlagt. Det var imidlertid ikke utslagsgivende for prisene dette året, fordi det var stort tilbud av flytende naturgass i markedet i 2020 i forhold til etterspørselen.
- I 2021 var det mer prekært med nedstengninger, fordi markedet allerede var presset etter at Kina økte sin import av naturgass, både LNG og rørgass. Nedstengninger bidro til at det globale tilbudet av flytende naturgass i 2021 var noe lavere enn forventet ved starten av året.
- Nedstengt kapasitet i 2021 var 24 millioner tonn gjennom året, som tilsvarer ca. 6% av den totale flytende naturgassetterspørselen det året. Av dette var 14 millioner tonn ikke-planlagt nedstengt kapasitet, som tilsvarer ca. 4% av LNG-etterspørselen. Det totale kaapsitetsbortfallet på 24 millioner tonn tilsvarer omtrent 7% av fjorårets gassetterspørsel i EU27+UK.
- Utnyttelsesgraden for LNG-produksjonskapasitet er generelt høy. Dette betyr at nedstengt kapasitet kan føre til at det blir produsert mindre LNG enn det ville blitt uten nedstengninger, ettersom det finnes lite alternativ produksjonskapasitet som kan kompensere for bortfallet.
- Et eksempel på nedstengt LNG-produksjon er Hammerfest LNG, som tar imot gass fra Snøhvit-feltet. Denne terminalen ble stengt etter en brann i 2020 og har siden det ikke kunnet produsere og eksportere LNG.

*1 millioner tonn LNG = 1.36 Bcm

Kilde: Rystad Energy analyser; Rystad Energy GasMarketCube

De europeiske gassprisene er sterkt påvirket av det globale energimarkedet

LNG-priser blir satt i det globale markedet

For å forstå hva som har skjedd med gassprisene er det viktig å forstå hele det globale markedet for gass og annen energi. Gass kan omgjøres til LNG, som kan fraktes over hele verden. Siden land i alle deler av verden kan kjøpe de samme LNG-volumene vil prisene på LNG være relativt like over hele verden, og også bestemme den lokale gassprisen i markeder som er avhengige av å importere LNG*. Europa er en stor importør av LNG, her står LNG for den marginale mengden gass som konsumeres.

Uventet høy vekst i global energietterspørsel

Den globale etterspørselen etter LNG, og gass generelt, økte i 2021. Dette skyldtes blant annet lavere import av kull til Kina, drevet av importforbudet for australsk kull. Det har også vært høyere etterspørsel enn forventet i Asia og Europa, som har bidratt til å gjøre LNG-markedet presset. En annen faktor som har påvirket er tørke i Sør-Amerika og lav fyllingsgrad i vannbassengene inn i vinterhalvåret, som har gjort at regionen må importere mer LNG.

Begrenset tilbud av LNG – presset marked

Samtidig som etterspørselen etter flytende naturgass har hatt høy vekst i 2021, har tilbudssiden av LNG vært presset. I 2020 var det stor usikkerhet knyttet til hvor fort etterspørselen skulle komme tilbake, som til begrensede investeringer i ny kapasitet. Da etterspørselen kom raskt tilbake i 2021 ble markedet presset. I tillegg hadde 4% av LNG-produksjonskapasiteten ikke-planlagte nedstenginger i 2021.



Hendelser som i stor grad er utenfor Europas kontroll har gjort det europeiske gassmarkedet presset i 2021

*De fleste lange kontrakter for leveranse av gass til Europa fra Norge er enten koblet til en indeks eller eksponert mot spotpris. Typiske indekser er brent-index eller TTF-index, noe som gjør at selger vil få en pris som er koblet til spotprisen. Fastpriskontrakter er mindre vanlig. Kilde: Rystad Energy analyser

Innholdsfortegnelse

Gassmarkedet i 2021

Det globale markedet

Det europeiske markedet

Gass i EU27+UK i 2035

Rollen til norsk gass i EU27+UK

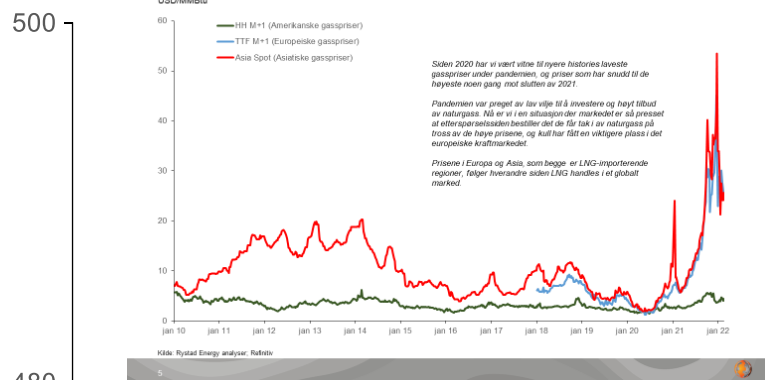
Vedlegg

Importerte volumer for lave til å møte etterspørsel – behov for store lagertrekk i EU27+UK

EU27+UK, endring i gassbalanse fra 2020 til 2021 Bcm

Gassprisene har steget fra lave nivåer i 2020 til tidenes høyeste på rekordtid

Gasspriser ved forskjellige markedsplasser siden 2010
USD/MMBtu



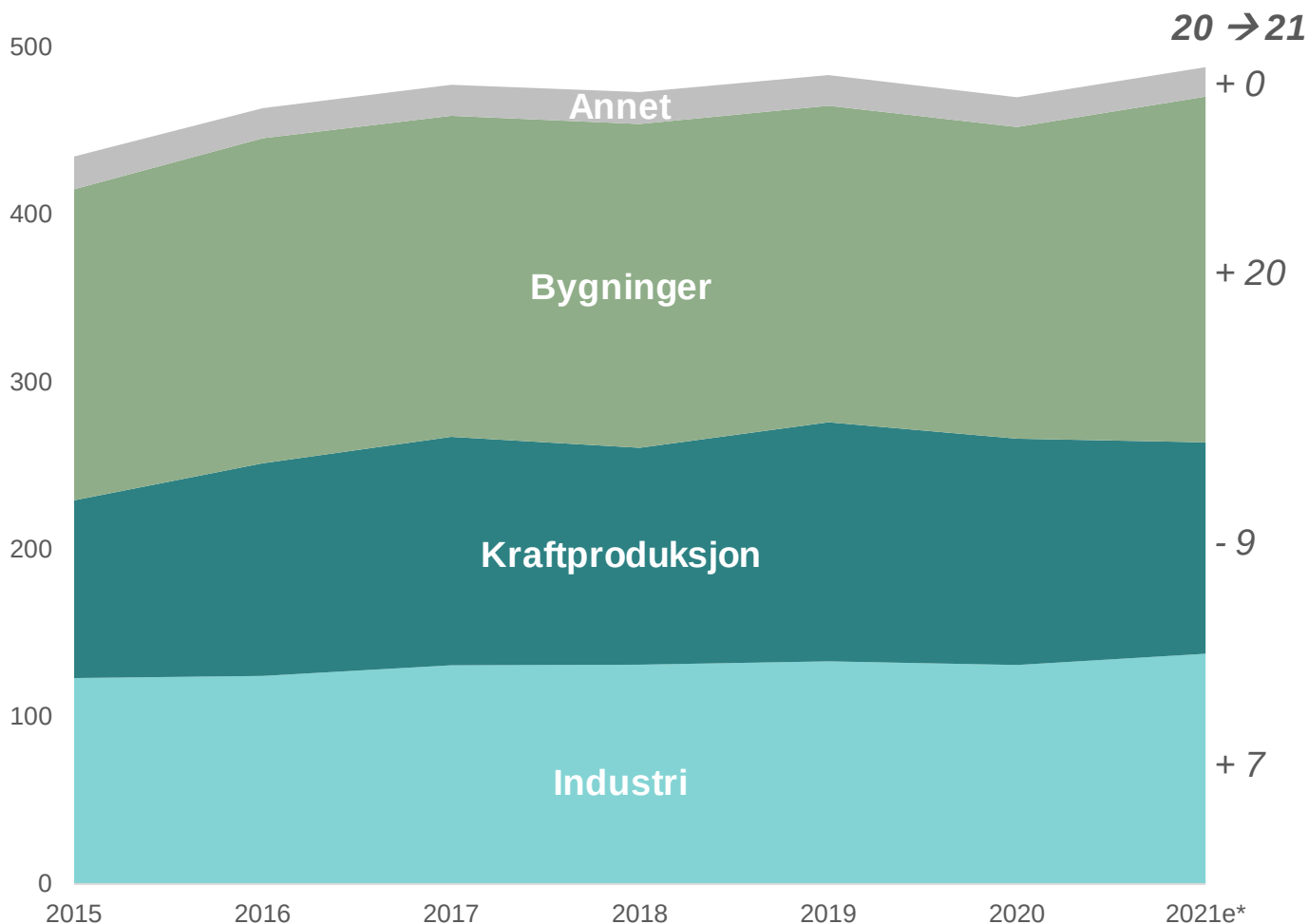
For å møte den økte etterspørselen i 2021 var det behov for en stor økning i lagertrekk, sammenlignet med 2020 da det omtrent ikke ble trukket av lager. Dersom gassprisene i 2021 hadde vært lavere, og volumer tilgjengelige, ville den økte etterspørselen heller blitt møtt av import i stedet for å trekke fra lager



Kilde: Rystad Energy analyser; GasMarketCube; JODI. *Estimert for 2021

Til tross for svært høye gasspriser økte gassetterspørselen i 2021 i EU27+UK

EU27+UK gassetterspørsel, fordelt på segment
Bcm

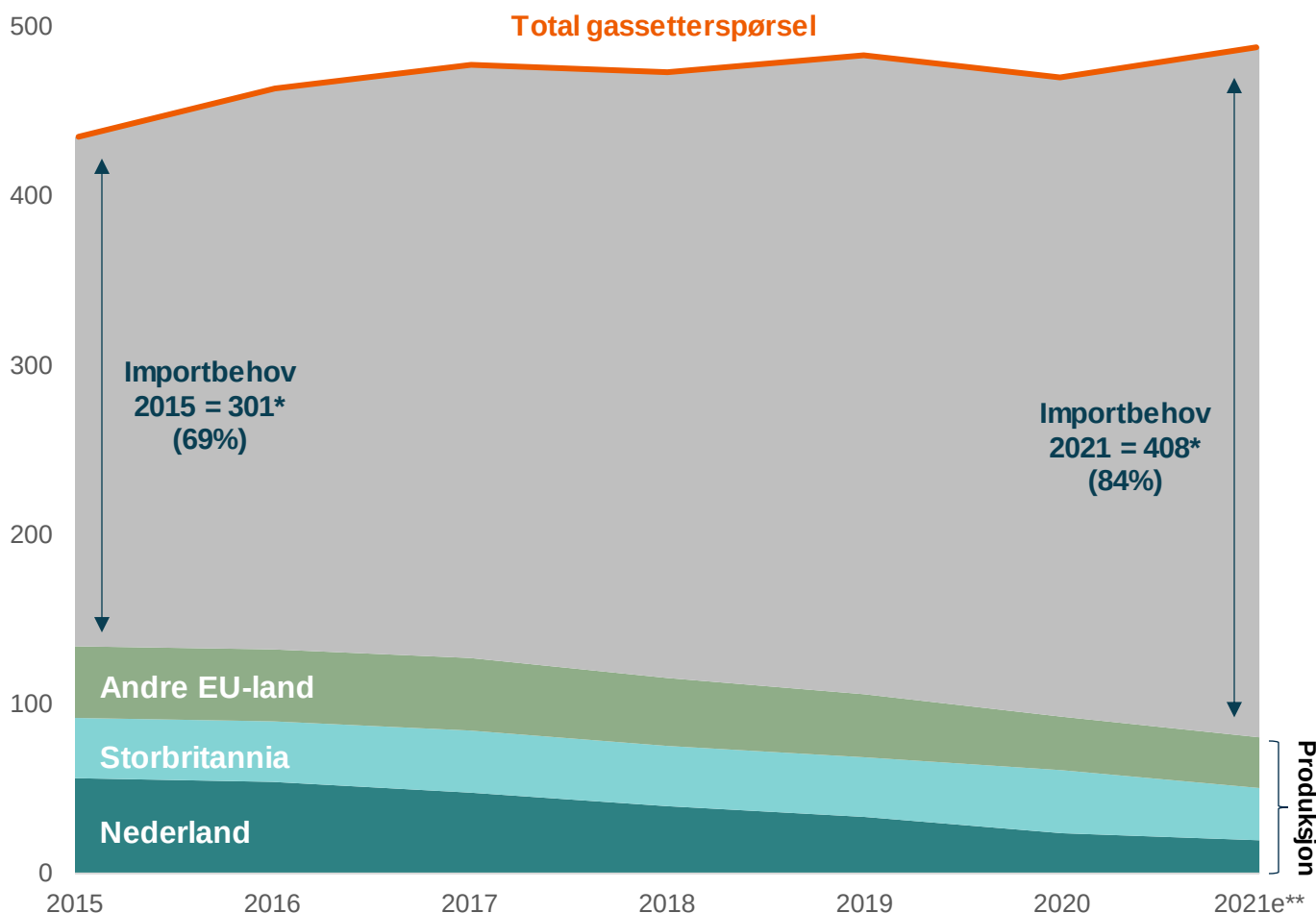


- På tross av svært høye gasspriser i 2021 økte den totale etterspørselen etter gass i EU27+UK i 2021.
- Bruken av gass i bygninger økte mest i 2021. Denne gassen er mye brukt til oppvarming, og etterspørselen til dette formålet er blant annet påvirket av hvor kaldt det er.
- Gassetterspørselen for kraftproduksjon har gått noe ned. Denne nedgangen ser ut til å ha blitt erstattet med blant annet kull i 2021.
- Industrisegmentet har holdt seg mer jevnt. Å erstatte gass her kan være krevende å få til over kort tid.

Kilde: Rystad Energy analyser; GasMarketCube; JODI. *Estimert for 2021

Fallende egenproduksjon av gass og økende etterspørsel øker importbehovet i EU27+UK

EU-27+UK gassproduksjon per land og total etterspørsel
Bcm

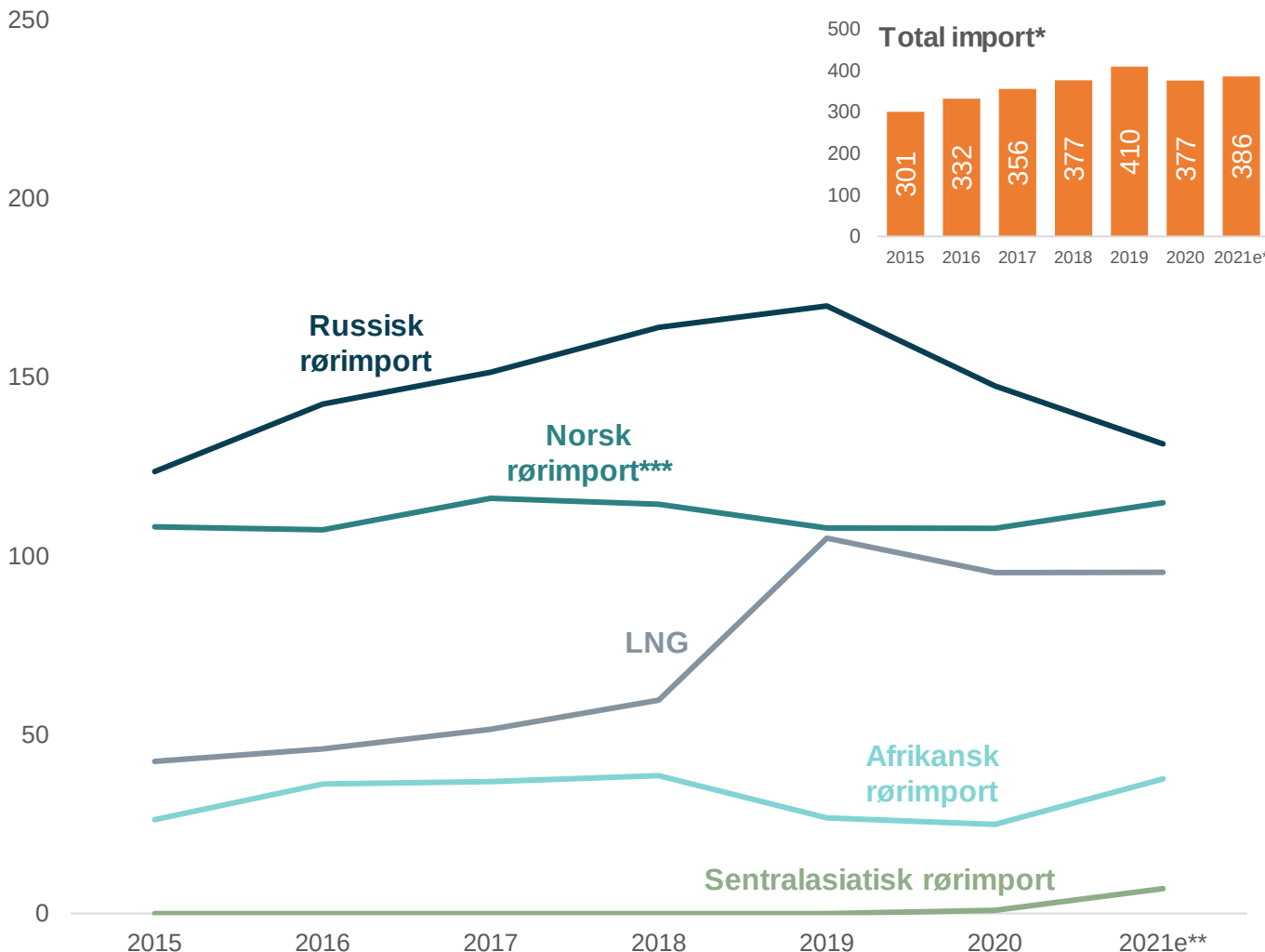


- Fra 2015 til 2021 falt gassproduksjonen i EU27+UK betraktelig, fra 134 Bcm til 80 Bcm.
- Etterspørselen etter gass har samtidig holdt seg mer stabil. Dette betyr at behovet for import av gass til EU27+UK har økt.
- Nederland har hatt en spesielt stor nedgang i produksjon i løpet av denne perioden. Et av deres viktigste gassfelt har vært Groningen, men på grunn av skader og fare for jordskjelv har produksjonen på dette feltet blitt gradvis avviklet de siste årene. Likevel ventes det nå at den nederlandske regjeringen vil tillate at gassproduksjonen fra Groningen kan bortimot dobles fra dagens nivå på grunn av det store behovet for gass for tiden.

*Lagertrekk/bygging over tid medfører avvik mellom importbehov og import. **Estimert for 2021
Kilde: Rystad Energy analyser; GasMarketCube; JODI; Reuters

Europeisk import har falt siden 2019 – russisk rørimport har falt mest, mens LNG har økt

EU27+UK gassimport, etter kilde
Milliarder kubikkmeter (Bcm)

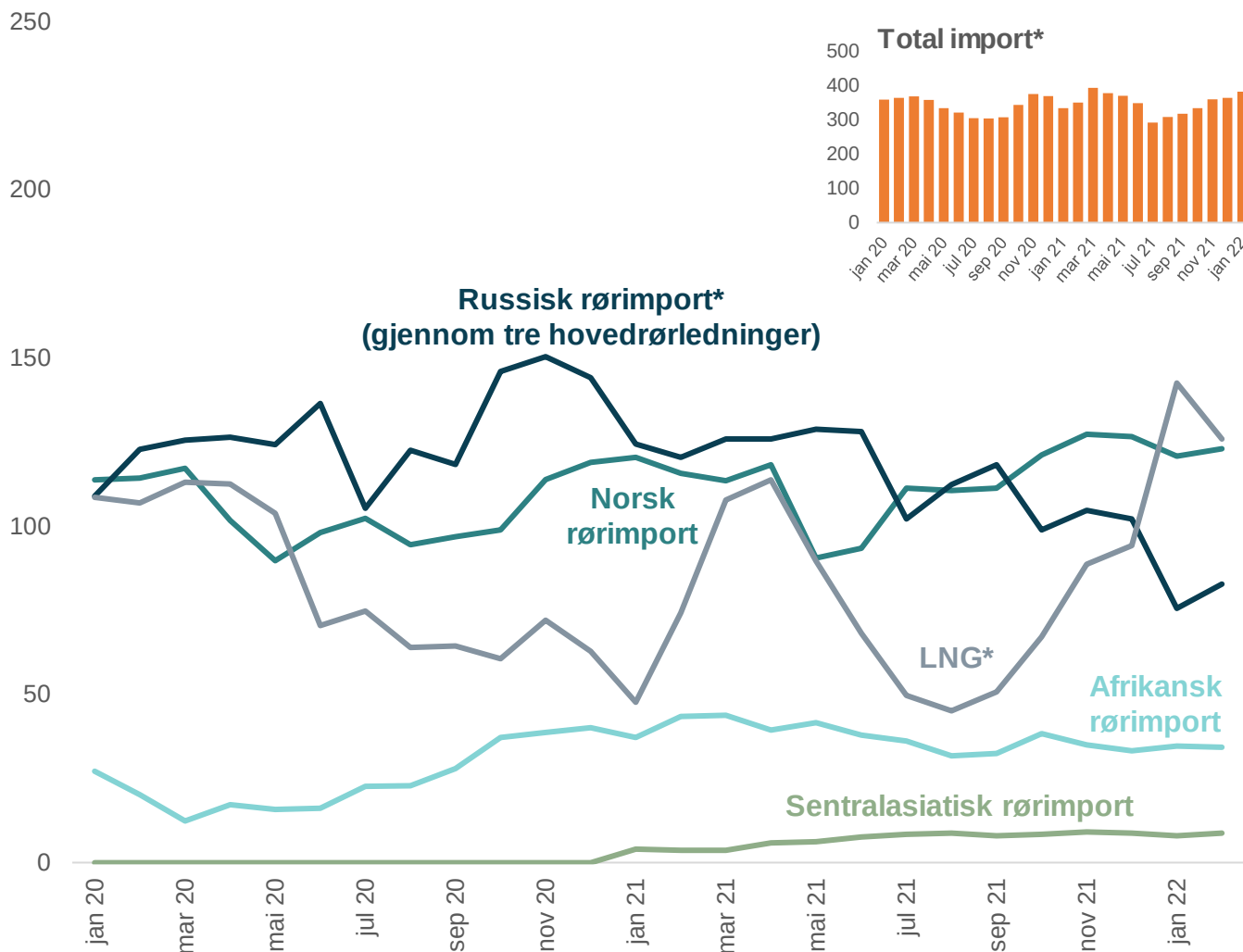


- Den totale gassimporten til EU27+UK var lavere i 2020 og 2021 sammenlignet med 2019.
- En av hovedårsakene til nedgangen i import er det store fallet i russisk rørimport. Russisk rørgass økte frem til 2019, men har sunket siden og var i 2021 på samme nivå som i 2015. Russland produserte mer i 2021 enn i 2020, men mer av produksjonen har gått til å dekke innenlandsk etterspørsel og til lager. I tillegg har også røreksperten til Kina økt litt, men denne gassen kommer fra andre felt enn de som kan eksportere til Europa.
- Norsk rørgass har holdt seg på et jevnt nivå hele perioden.
- LNG er den gasskilden som har økt mest i perioden 2015-2021 som helhet, men har ikke bidratt til noen økning siden 2019.
- Sentralasiatisk rørimport kommer fra Aserbajdsjan og startet opp nylig.

*Lagertrekk/bygging over tid medfører avvik mellom importbehov og import. **Estimert for 2021 ***Tall for norsk rørimport til EU27+UK er basert på OD sine estimater for norsk rørgasseksport til Europa. Kilde: Rystad Energy analyser; GasMarketCube; OD

Russisk rørimport gjennom de tre største rørene har falt vesentlig de siste månedene

Månedlig europeisk gassimport*, etter kilde
Milliarder kubikkmeter per år (Bcm/year)



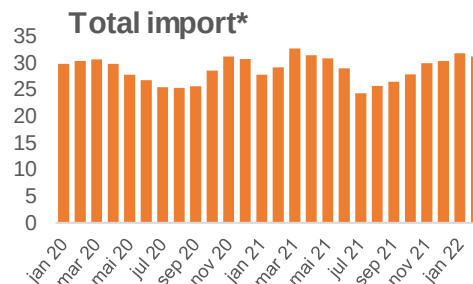
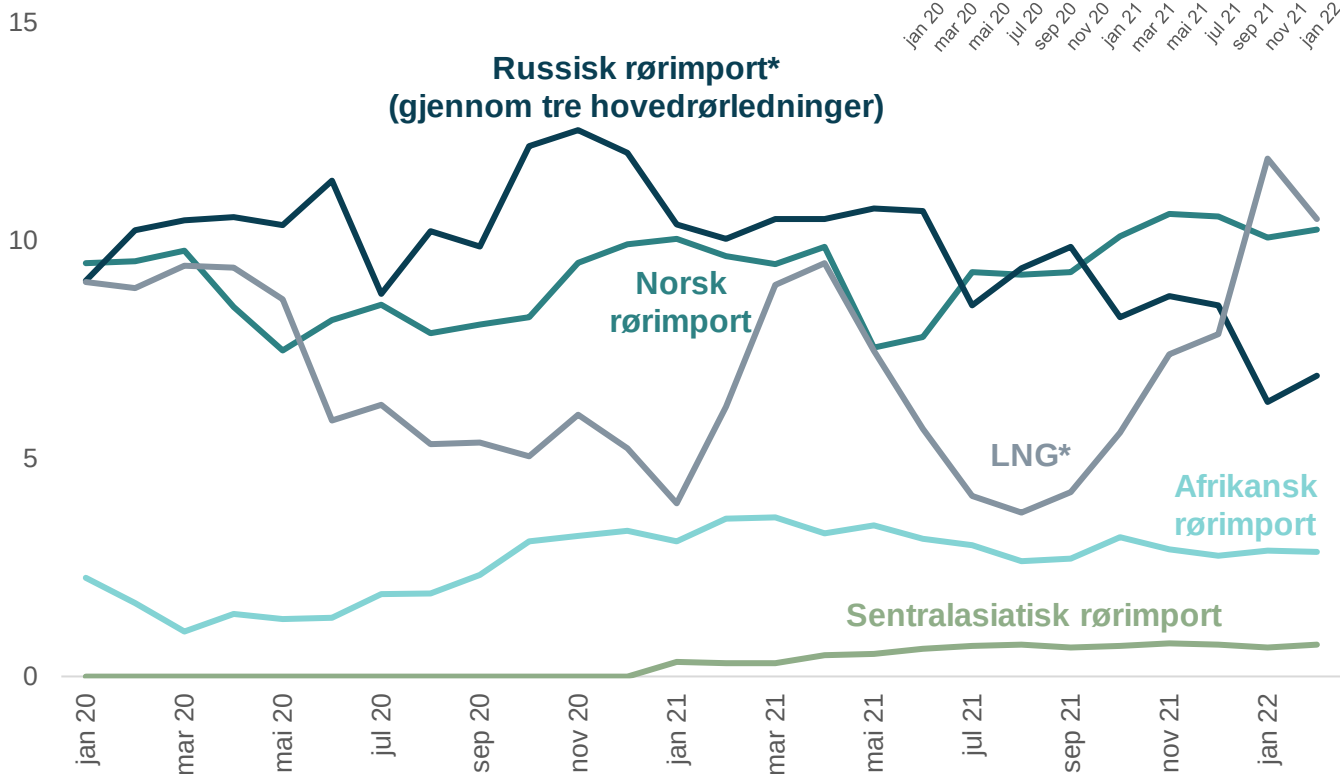
- Grafen viser månedlig gassimport til hele Europa. Linjen for russisk rørimport i viser ikke all russisk rørimport til Europa, men inkluderer kun rørimport gjennom de tre største rørledningene. Linjen for LNG viser mesteparten av importert LNG, men mangler data for enkelte land med små importerte LNG-volumer.
- De siste månedene har russisk rørimport gjennom de tre største rørledningene falt kraftig, men det er ikke rapportert at Russland skal ha brutt noen kontrakter. I 2021 økte gassproduksjonen i Russland vesentlig, men mesteparten av denne økte produksjonen har gikk til økt innenlands etterspørsel og til å fylle opp innenlandske lagre.
- Både LNG og den totale importen varierer med sesongen, og er størst om vinteren.

*Russisk rørimport her inkluderer kun de tre hovedrørledningene (Main Three Lines). Det inkluderer ikke noen mindre rør gjennom Ukraina eller rør gjennom Tyrkia. Main Three Lines representerer omtrent 75-85% av Russisk rørimport til Europa. LNG inkluderer volumer levert til Spania, Portugal, Italia, Frankrike, Belgia, Nederland og UK – dette er ikke all LNG levert til Europa, men representerer mesteparten av volumene. Kilde: Rystad Energy analyser; GasMarketCube; Refinitiv

Russisk rørimport gjennom de tre største rørene har falt vesentlig de siste månedene

Månedlig europeisk gassimport*, etter kilde
Milliarder kubikkmeter per måned (Bcm/month)

Tilsvarende verdi
presentert i Bcm/måned



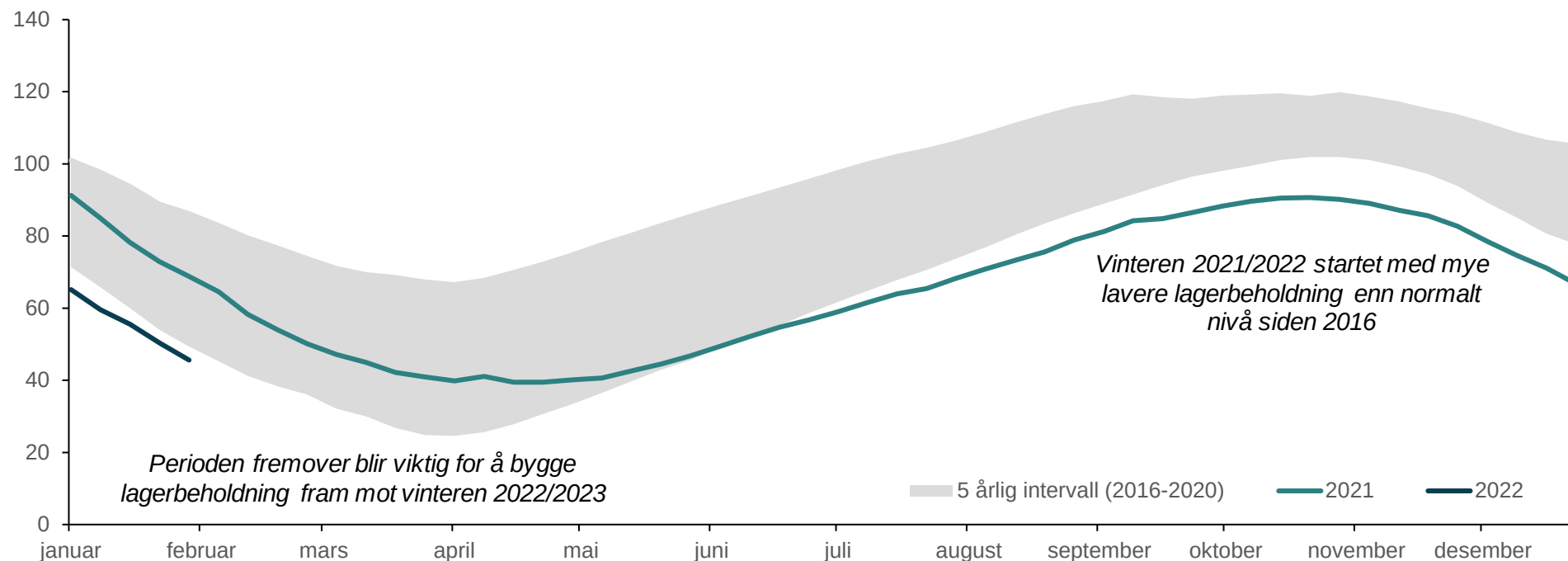
- Grafen viser månedlig gassimport til hele Europa. Linjen for russisk rørimport i viser ikke all russisk rørimport til Europa, men inkluderer kun rørimport gjennom de tre største rørledningene. Linjen for LNG viser mesteparten av importert LNG, men mangler data for enkelte land med små importerte LNG-volumer.
- De siste månedene har russisk rørimport gjennom de tre største rørledningene falt kraftig, men det er ikke rapportert at Russland skal ha brutt noen kontrakter. I 2021 økte gassproduksjonen i Russland vesentlig, men mesteparten av denne økte produksjonen har gikk til økt innenlands etterspørsel og til å fylle opp innenlandske lagre.
- Både LNG og den totale importen varierer med sesongen, og er størst om vinteren.

*Russisk rørimport her inkluderer kun de tre hovedrørledningene (Main Three Lines). Det inkluderer ikke noen mindre rør gjennom Ukraina eller rør gjennom Tyrkia. Main Three Lines representerer omtrent 75-85% av Russisk rørimport til Europa. LNG inkluderer volumer levert til Spania, Portugal, Italia, Frankrike, Belgia, Nederland og UK – dette er ikke all LNG levert til Europa, men representerer mesteparten av volumene. Kilde: Rystad Energy analyser; GasMarketCube; Refinitiv

Gasslagrene var betydelig lavere mot slutten av 2021, drevet av mindre import enn tidligere

Undergrunn naturgass lagerbeholdning i Europa*

Milliarder kubikkmeter (Bcm)



- Grafen viser lagerbeholdningen av naturgassvolumer i undergrunnen i Europa.
- I løpet av 2020 var lagertallene de høyeste vi har sett de siste fem årene, og naturgassprisene i Europa var historisk lave. De høye lagrene i starten av 2021 ble trukket jevnt av gjennom vinterperioden, noe som sørget for at TTF-prisen holdt seg relativt lav gjennom vinteren 2020/2021.
- I løpet av sommeren 2021 ble det fylt på mindre enn vanlig i naturgasslagrene, drevet av lavere import til Europa, både via rørgass og flytende naturgass fra USA og Midtøsten.
- Lavere import og fallende lokalt tilbud i Europa førte til at det etter sommeren 2021 var vesentlig lavere lagerbeholdning og behov for import av LNG. Dermed fortsetter det europeiske markedet å være nært tilknyttet det globale LNG-markedet.
- For at gassprisene skal normalisere seg er det nødvendig å fylle lagrene, slik at Europa blir mindre avhengig av import av flytende naturgass.

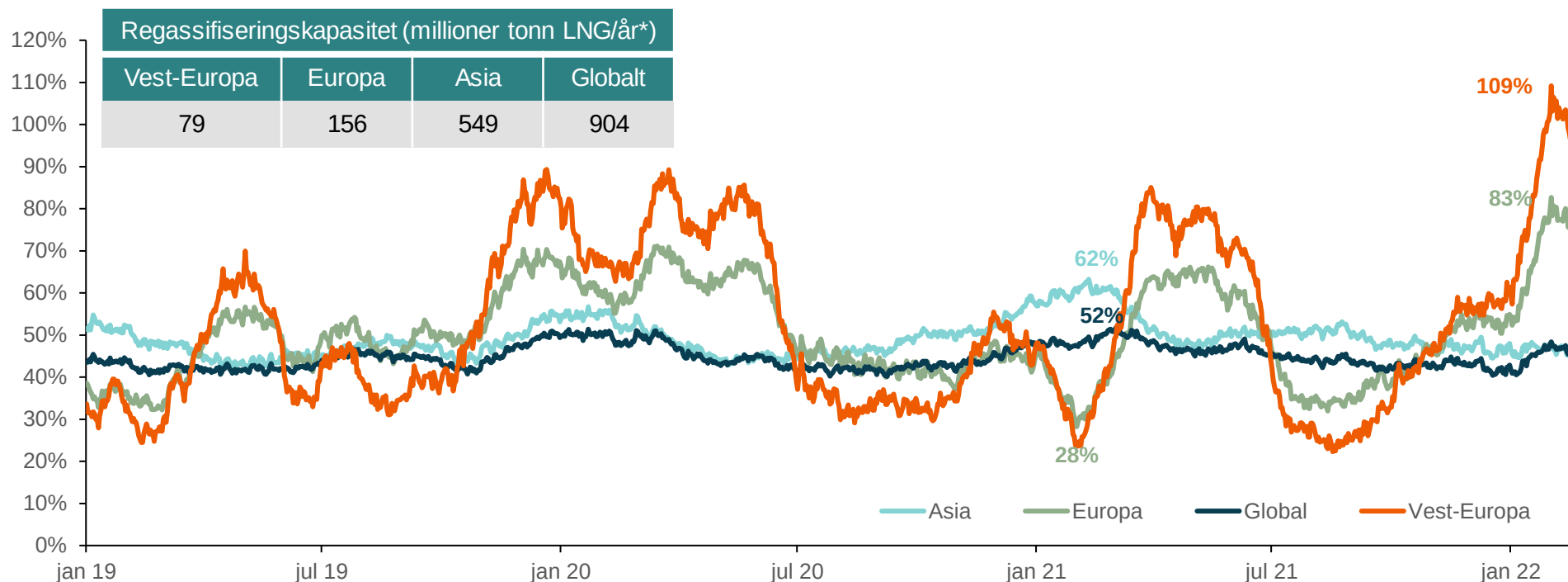
*Inkluderer: AU, BE, BU, CZ, DK, FR, DE, HU, IR, IT, LT, NL, PL, RO, SL, ES, SW, UK, Ukraina

Kilde: Rystad Energy analyser, GIE

Vest-Europas regassifiseringskapasitet ble nesten maksimalt utnyttet i januar

Daglig utnyttelse av regassifiseringskapasitet fra 2019 til 2022

Prosent (%)



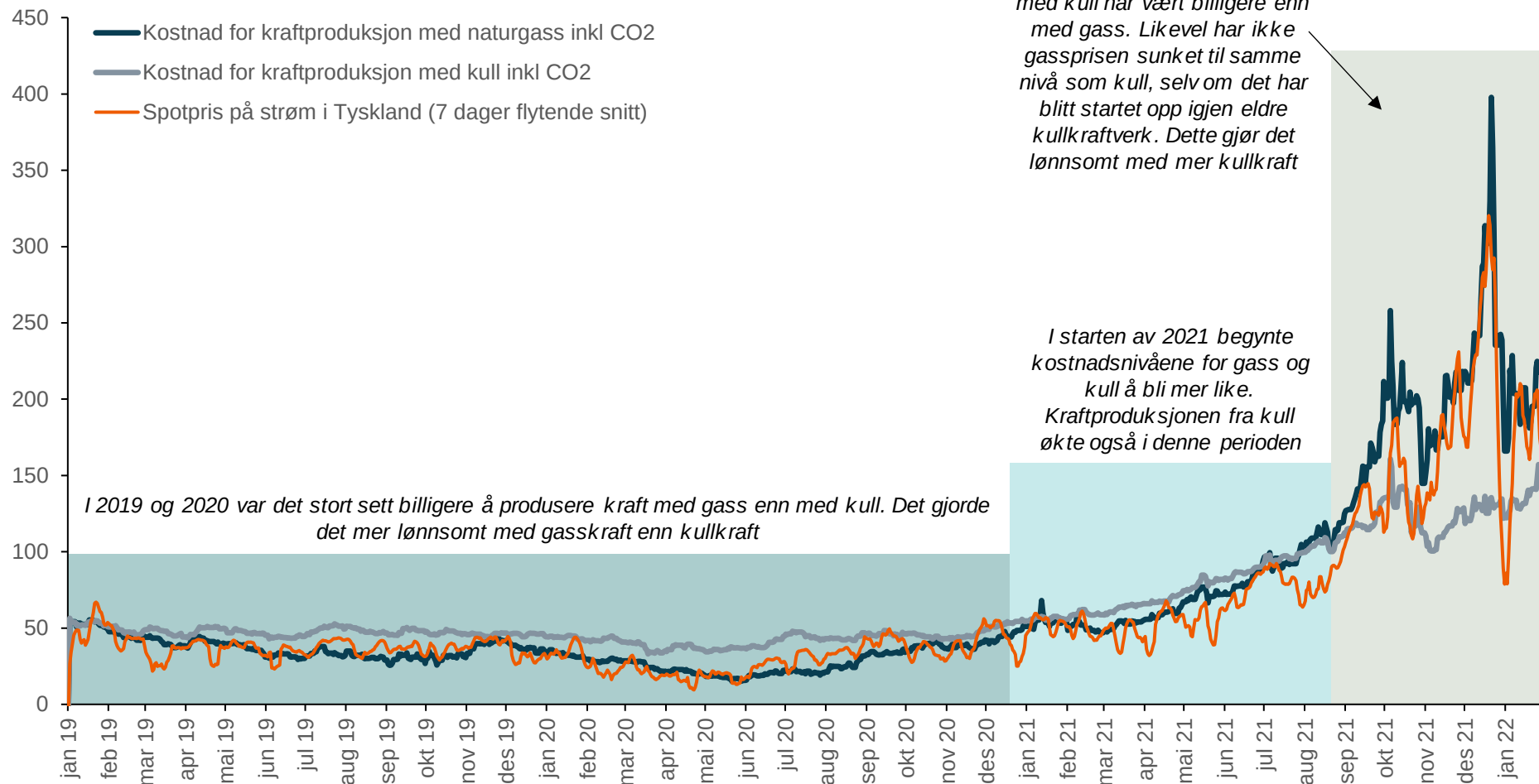
- Grafen viser daglig utnyttelse av regassifiseringskapasitet i Vest-Europa, Europa, Asia og globalt fra 2019 til 2022.
- Europa nådde 83% utnyttelse av regassifiseringskapasiteten i januar 2022. Dette er den høyeste utnyttelsen siden 2019 og skyldes økt LNG-import. I 2022 har utnyttelsen av regassifiseringskapasiteten i Vest-Europa i perioder vært over 100% av langtidskapasiteten. Det er mulig å utnytte mer enn 100% over en begrenset periode.
- Økt LNG-import til Europa i januar 2022 skyldtes blant annet at russisk rørimport er redusert de siste månedene.
- Utnyttelsesgraden varierer vanligvis med sesongen, og er ofte høyere i vintermånedene enn i sommermånedene på grunn av økt gassbehov.
- Global utnyttelse av regassifiseringskapasitet ligger normalt på under 50%. Det globale nivået gjenspeiler utnyttelsesgraden i Asia, siden 60% av global regassifiseringskapasitet ligger i Asia.

*1 millioner tonn LNG = 1.36 Bcm (milliarder kubikkmeter)

Kilde: Rystad Energy analyser

Lavere kostnad ved å produsere kullkraft i Europa har ikke klart å temme gassprisene

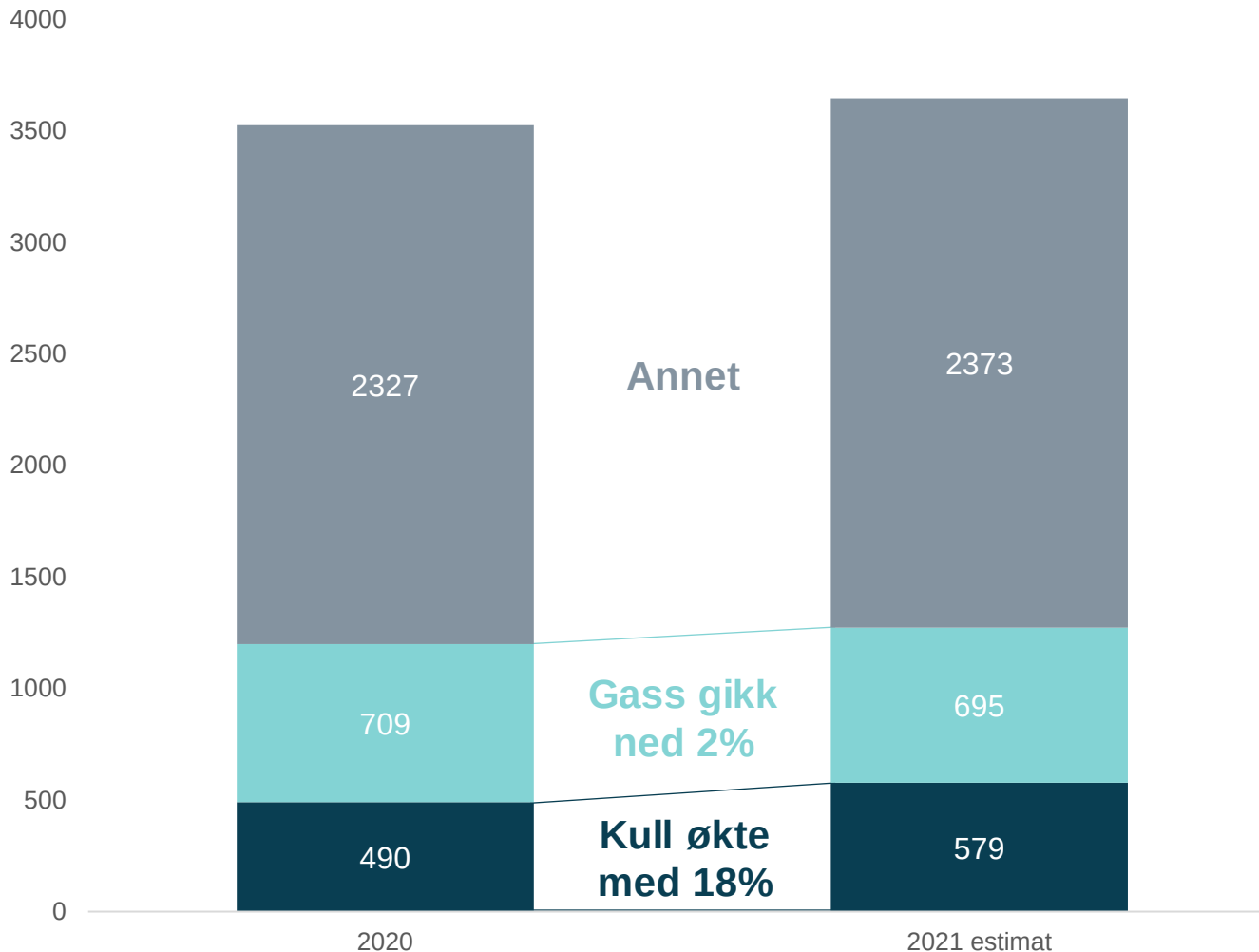
Kostnad for kraftproduksjon med gass og kull Europa, inkludert EU ETS* Euro/MWh



*Estimerte kraftproduksjonskostnader inkluderer prisen for brensel og CO2-avgifter. Prisene som er brukt er TTF D1 for naturgass, API2 M1 for kull og EU ETS D1 for karbonavgifter. Gjennomsnittlige virkningsgrader for kraftproduksjon er brukt. Kilde: Eikon Refinitiv, Bloomberg, Rystad Energy analyser

Utslippene fra kraftsektoren i Europa økte i 2021 som følge av en høyere andel kull

Europeisk kraftproduksjon, etter kilde
TWh



- I 2021 økte kullforbruket til europeisk kraftproduksjon for første gang på omtrent 10 år, samtidig som bruken av gass gikk ned. Økt bruk av kull til kraftproduksjon fører til høyere utslippsintensitet fra kraftproduksjonen i Europa. Det gjør at kraftsektoren som helhet i 2021 hadde høyere utslipp enn tidligere.
- På grunn av mindre strøm fra vannkraft og vindkraft, i tillegg til høyere etterspørsel, har andre kilder måttet produsere mer strøm. Når prisen på gass har vært så høy som den har vært, har det ført til at kullkraft har tatt en del av denne rollen. For at ikke kullbruken skulle økt, måtte tilgangen til rimelig gass i 2021 vært høyere.
- Økningen på ca. 90 TWh i kullsektoren tilsvarer ca. 17 Bcm om det skulle vært dekket av naturgass. Om gass kunne levert dette, ville utslippet i 2021 fra kraftsektoren vært redusert med ca. 55 millioner tonn, tilsvarende mer enn de totale utslippene fra Norge i 2021.

Innholdsfortegnelse

Gassmarkedet i 2021

Gass i EU27+UK i 2035

Global gassetterspørrel

Fremtidig gassetterspørrel i EU27+UK

Rollen til norsk gass i EU27+UK

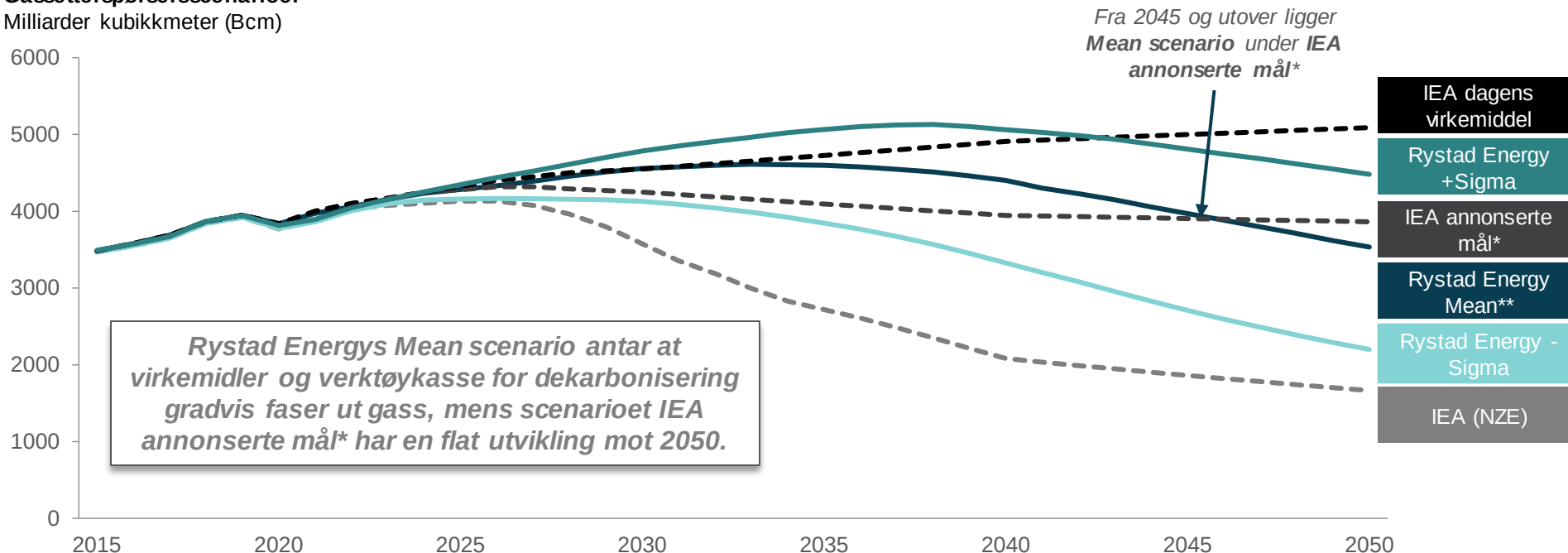
Vedlegg

Gassetterspørselen er forventet relativt stabil fremover, uten store negative utslag

Globale gassetterspørselsscenarioer

Gassetterspørselsscenarioer

Milliarder kubikkmeter (Bcm)



- Rystad Energys «Mean» etterspørselsscenario forutser en årlig vekst i global gassetterspørsel på 1% fra 2021 til 2035. Denne veksten er konsistent med at den globale oppvarmingen begrenses til under to grader celsius, det såkalte togradersmålet.
- Rystad Energy ser en global fremtid som i et lavt scenario vil være omtrent like avhengig av naturgass som i dag. Med dagens ressurser og kontinuerlig fall i produksjon vil det i alle Rystad Energys scenarioer være behov for nye investeringer og utbygginger av gassprosjekter.
- Olje- og kulletterspørselen faller raskere og mer, da disse har betydelig høyere utslipp enn gass. Gass har derfor en lengre rolle i energimiksen frem mot en dekarbonisert fremtid.
- Europa er ventet å følge de globale trendene og vil ha et stabilt gassbehov fremover. Veksten i scenarioene vil komme fra Asia og spesielt Kina, som har uttalt at landet ønsker å bruke mer naturgass.

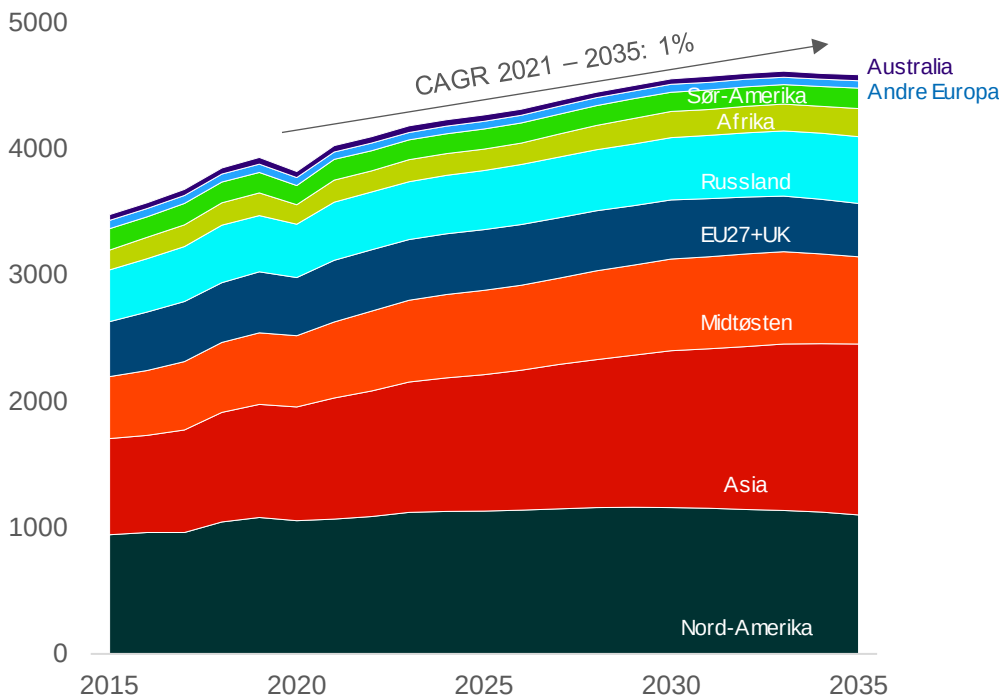
*Rystad Energy oversettelse: Announced pledges – Annonserte mål, Stated Policies – Dagens virkemiddel, NZE – Net Zero Emissions** *Rystad Energys mean etterspørselsscenario som representerer et ~1.9-2 graders scenario. Kilde: Rystad Energy analyser; Rystad Energy GasMarketCube; IEA

Det globale gassmarkedet er forventet å vokse frem mot 2035, drevet av land i Asia

Global etterspørsel og tilbud av naturgass for de ulike kontinentene

Gassetterspørsel* fordelt på kontinent

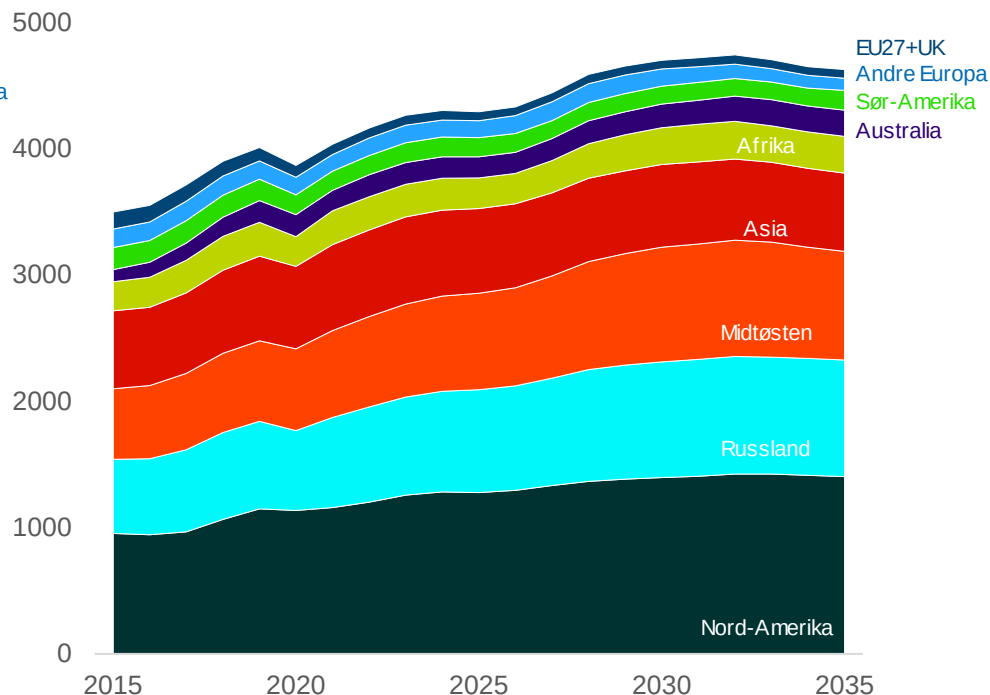
Milliarder kubikkmeter (Bcm)



- Grafen viser den globale etterspørselen etter naturgass fordelt på kontinent for Rystad Energys Mean* scenario.
- Asia er forventet å øke fra ca. 950 Bcm i 2021 til 1350 Bcm i 2035 og er ansvarlig for det meste av veksten i gassmarkedet, særlig drevet av Kina.
- Etterspørselen etter naturgass i EU27+UK vil falle frem mot 2035, spesielt på grunn av mindre etterspørsel til bygninger.

Gassproduksjon fordelt på kontinent

Milliarder kubikkmeter (Bcm)



- Grafen viser årlig gassproduksjon av naturgass fordelt på kontinent.
- Nord-Amerika, Russland og Midtøsten er forventet å fortsette som de største produsentene av naturgass.
- «Andre Europa» er primært norske volumer.

*Etterspørselen er illustrert ved Rystad Energys mean etterspørselsscenario som representerer et ~1.9-2 graders scenario

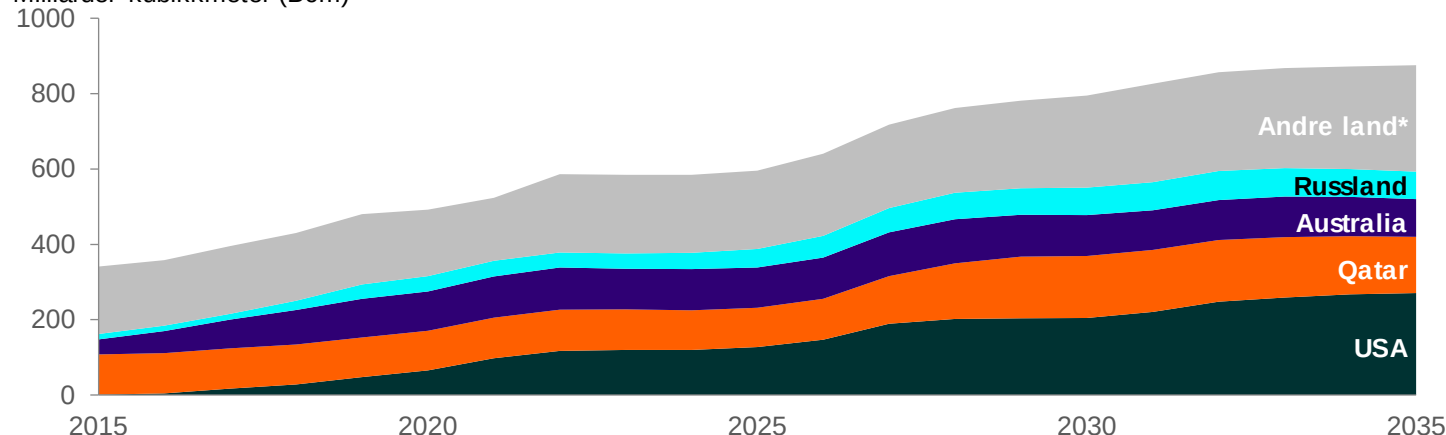
Kilde: Rystad Energy analyser; Rystad Energy GasMarketCube

EU27+UK vil fortsette å være avhengig av naturgassimport – USA med høyest eksport

Oversikt over importbehov i EU27+UK og Asia, samt de største leverandørene av LNG

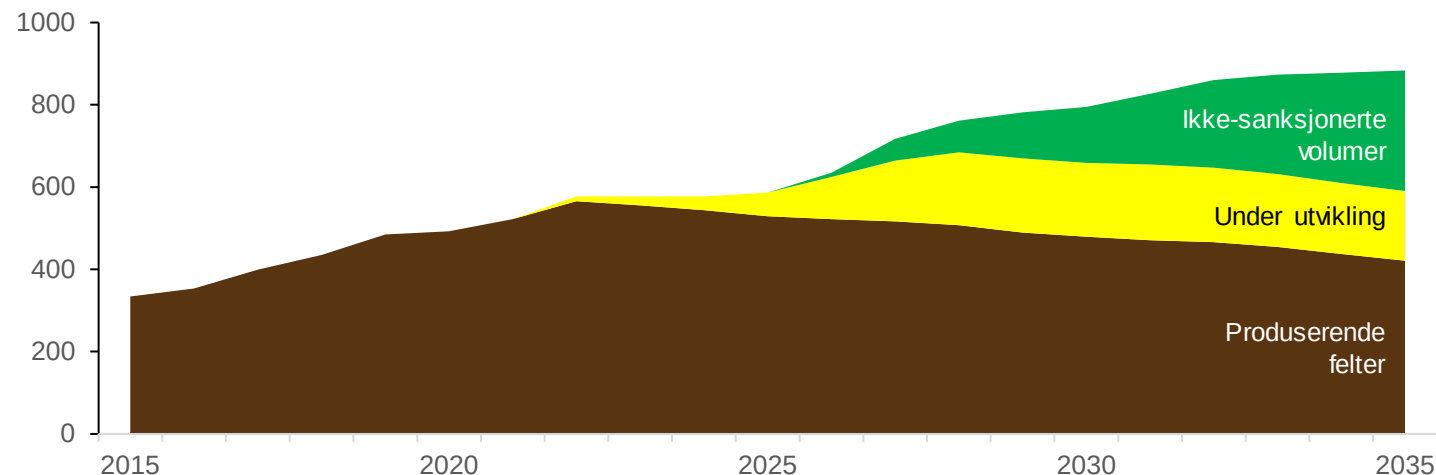
De største eksportørene av LNG fordelt på land

Milliarder kubikkmeter (Bcm)



Global LNG-eksportkapasitet fordelt på livssyklus

Milliarder kubikkmeter (Bcm)



- Grafen øverst viser eksporterte LNG-volumer fordelt på land, der aktørbildet er svært konsentrert. USA har i løpet av de siste 10 årene tatt investeringsbeslutninger på flere LNG-anlegg og er ventet å bli den største leverandøren av LNG fremover.
- LNG levert i Europa kan i teorien komme fra det globale LNG-markedet, men har historisk blitt levert fra USA og Russland pga. kortere reisevei enn fra Asia. Leveranser til det asiatiske markedet har kommet fra Australia, Qatar, Sørøst-Asia og Russland.
- LNG-eksportkapasitet sanksjoneres i tråd med etterspørselsutviklingen.
- Grafen nede viser global LNG-eksportkapasitet fordelt på livssyklus. Investeringsbeslutninger på nye prosjekter er nødvendig for å ha et økende tilbud mot 2035.
- Historisk har utbygginger tatt rundt fire år.

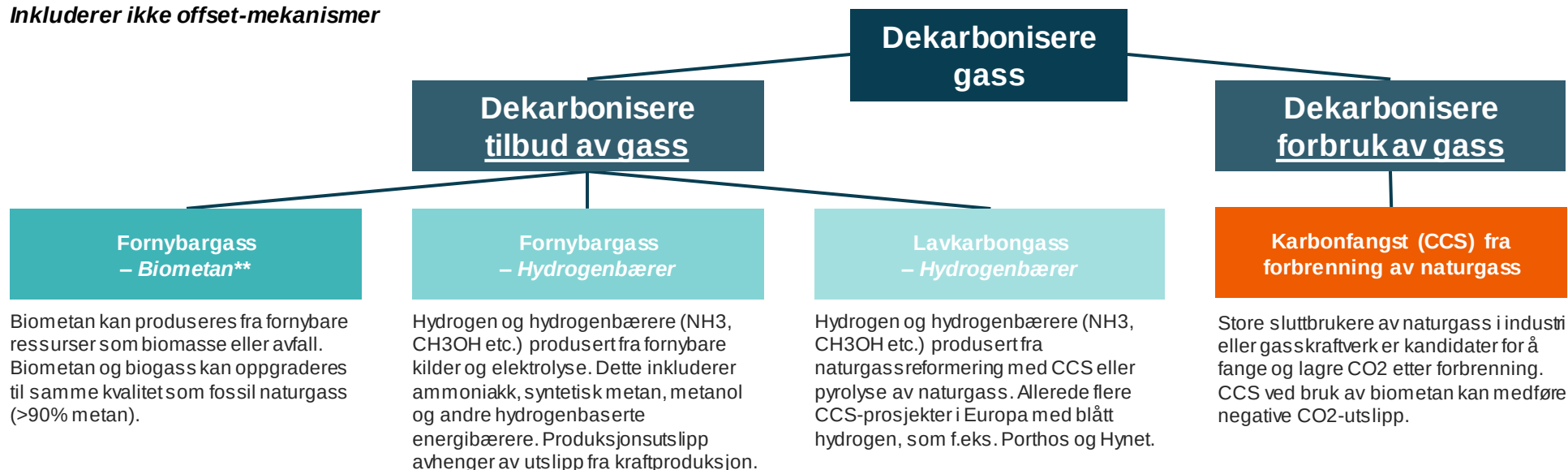
*Andre land inkluderer Malaysia, Nigeria, Indonesia, Mosambik og Canada, som har mer enn 20 Bcm eksportkapasitet per år.

Kilde: Rystad Energy analyser; Rystad Energy GasMarketCube

Gass vil møte økt press for dekarbonisering – flere alternative mekanismer

Gass kan dekarboniseres på ulike måter

Inkluderer ikke offset-mekanismer



Påvirkning på konsumet av naturgass

Erstatter naturgass

Erstatter naturgass

Naturgass konverteres før distribusjon til sluttbruker, potensielt også før import

Naturgass konsumeres fortsatt av sluttbruker lokalt, som idag

Status og utvikling i dag

Småskala og umodent, men med økende fokus i EU

Svært kraftintensivt og avhengig av lave utslipp fra kraftproduksjon. Umodent mht. infrastruktur og regulering

Behov for storskala CCS og lave utslipp fra gassverdikjeden. Umodent mht. infrastruktur og regulering

Behov for storskala CCS og lave utslipp fra gassverdikjeden

*Blanding av fossil naturgass og en hydrogenbærer vil føre til delvis dekarbonisering, og blandingsforholdet vil bestemme graden av dekarbonisering. Se kapitlet om etterspørsel for dypdykk i blanding. I følge EU må fornybart og lavkarbonhydrogen oppnå en klimagassreduksjon på 70% sammenlignet med fossile kilder, og dette impliserer teknologinøytralitet. **Biometan og biogass regnes av EU som fornybargass. Kilde: Rystad Energy analyser; Den europeiske kommisjon

Innholdsfortegnelse

Gassmarkedet I 2021

Gass i EU27+UK i 2035

Global gassetterspørrel

Fremtidig gassetterspørrel i EU27+UK

Regulatoriske forhold i EU

De viktigste gassetterspørrelssegmentene

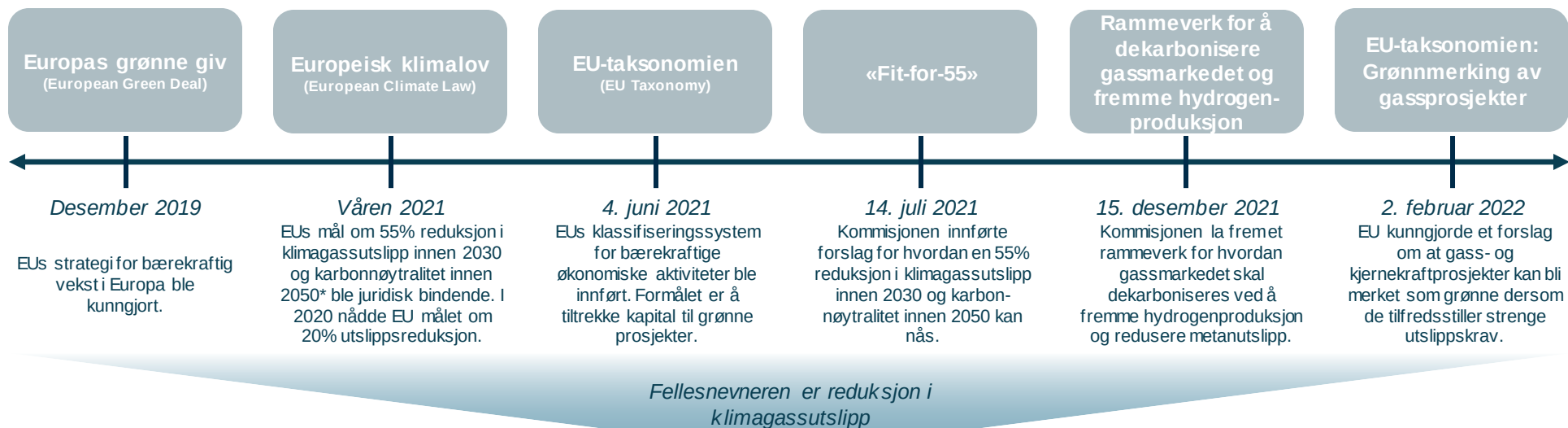
Mekanismer for fullstendig å erstatte naturgass

Rollen til norsk gass i EU27+UK

Vedlegg

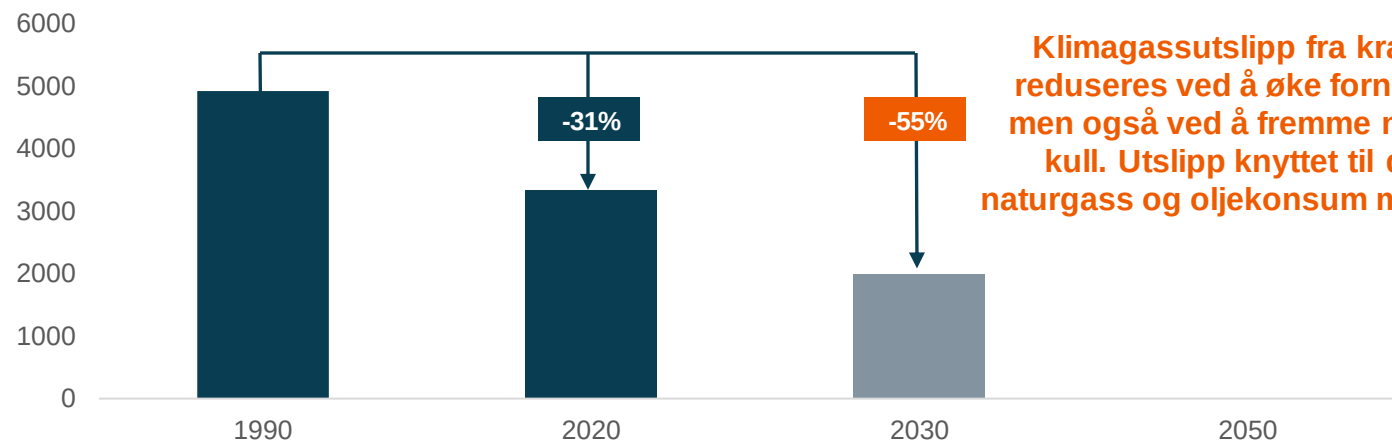
EU har flere initiativer for å redusere klimagassutslipp og skape et bærekraftig Europa

EUs klima- og bærekraftsinitiativer har akselerert de siste årene – påvirker også naturgass



Klimagassutslipp**

Millioner tonn CO₂-ekvivalenter



Klimagassutslipp fra kraftsektoren skal reduseres ved å øke fornybarproduksjon, men også ved å fremme naturgass fremfor kull. Utslipp knyttet til direkte bruk av naturgass og oljekonsum må også reduseres.

*Sammenlignet med 1990-nivåer. **Historisk klimagassutslipp uten landbruk, landsbruksendring og skogbruk (ekskl. LULUCF)

Kilde: Rystad Energy analyser; Den europeiske kommisjon; European Environment Agency

EUs klima- og bærekraftsinitiativer har flere implikasjoner for gassmarkedet

EU har mål om 55% reduksjon i klimagassutslipp innen 2030 og karbonnøytralitet innen 2050*

Målene operasjonaliseres gjennom fire implikasjoner for gassmarkedet

Redusert naturgasskonsum	Økt hydrogenproduksjon	Innstramminger av karbonskatt	Gassprosjekter inkludert i EUs taksonomi
• EU har ambisiøse mål for klimagassreduksjon. Gradvis utfasing av fossile energikilder er et viktig ledd i prosessen. • Dette vil påvirke naturgassens rolle i EU fremover. • I 2050 har EU mål om at andelen naturgass av totalt energikonsum skal være 7%, mot 21% i 2021. 7% naturgass i 2050 tilsvarer omtrent 100 Bcm. • Den resterende andelen (7%) naturgass i 2050 som ikke lar seg fjerne, må kombineres med CCS/CCUS. • Naturgass skal erstattes av biogass og biometan, blått og grønt hydrogen og syntetiske brenslers. Produksjon av disse gassene må økes kraftig.	• EU har mål om å øke produksjonen av grønt hydrogen til 1 million tonn i 2024, og opptil 10 millioner i 2030.** • Etter 2030 skal produksjon av grønt hydrogen ekspanderes og erstatte blått hydrogen. • Europeisk produksjonskapasitet fra kunngjorte prosjekter for grønt hydrogen tilsvarer i dag 27% av EUs mål for 2030 for lokal produksjon. Det betyr at omfattende sanksjonering av prosjekter vil kreves fremover. • Produksjon av blått hydrogen fra naturgass vil øke mot 2030 i Europa, til tross for at EU ikke har ambisjoner om å øke produksjonen på lik linje med grønt.	• Karbonskatt er en avgift på klimagassutslipp, og prisen har steget kraftig de siste årene. • EU har et system for omsettelige utslippskvoter (EU ETS) som nå etter utvidelse skal inkludere alle de store gassegmentene, kraft, industri og bygninger, innen 2026.*** Utslipp fra disse segmentene skattlegges. • EU skal innføre karbonskatt på utvalgte importerte industrivarer (CBAM). For mange industrivarer er naturgass viktig innsatsfaktor. • Konsum av naturgass blir dermed påvirket av karbonskatt i alle sluttbrukersegmenter. Samtidig vil naturgass med lav utslippsintensitet belønnes.	• EU har flere tiltak for å kanalisere kapital til grønne prosjekter. EU-taksonomien er et av disse. • Taksonomien er et klassifiseringssystem hvor bærekraftige økonomiske aktiviteter kan bli grønnet markert hvis visse krav tilfredsstilles. • EU vil inkludere gass og kjernekraft fordi det er behov for energi med lavere karbonavtrykk for å nå klimamålene innen 2050. • Et av kravene for nye gassprosjekter er en utslippsintensitetsgrense på 270 g CO₂-eq/kWh, noe som er langt under dagens gjennomsnitt. Dermed må tiltak som hydrogenblanding, biometan eller CCS inkluderes.

Nye direktiver, regel- og rammeverk for å nå de ambisiøse målene til EU og tilrettelegge for et bærekraftig Europa vil påvirke etterspørselen etter naturgass.

Fire utvalgte implikasjoner av EUs reguleringer presenteres på de påfølgende sidene.

*Sammenlignet med 1990-nivåer. **1 million tonn hydrogen tilsvarer 3,25 Bcm metangass eller 33,6 TWh. ***Inkludering av transport og bygninger er en utvidelse av EU ETS.
Kilde: Rystad Energy analyser; Den europeiske kommisjon

EUs net-zero-ambisjon impliserer fossilt naturgasskonsum i størrelsesorden 100 Bcm i 2050

EU har mål om 55% reduksjon i klimagassutslipp innen 2030 og karbonnøytralitet innen 2050*

Målene operasjonaliseres gjennom fire implikasjoner for gassmarkedet

Redusert naturgasskonsum

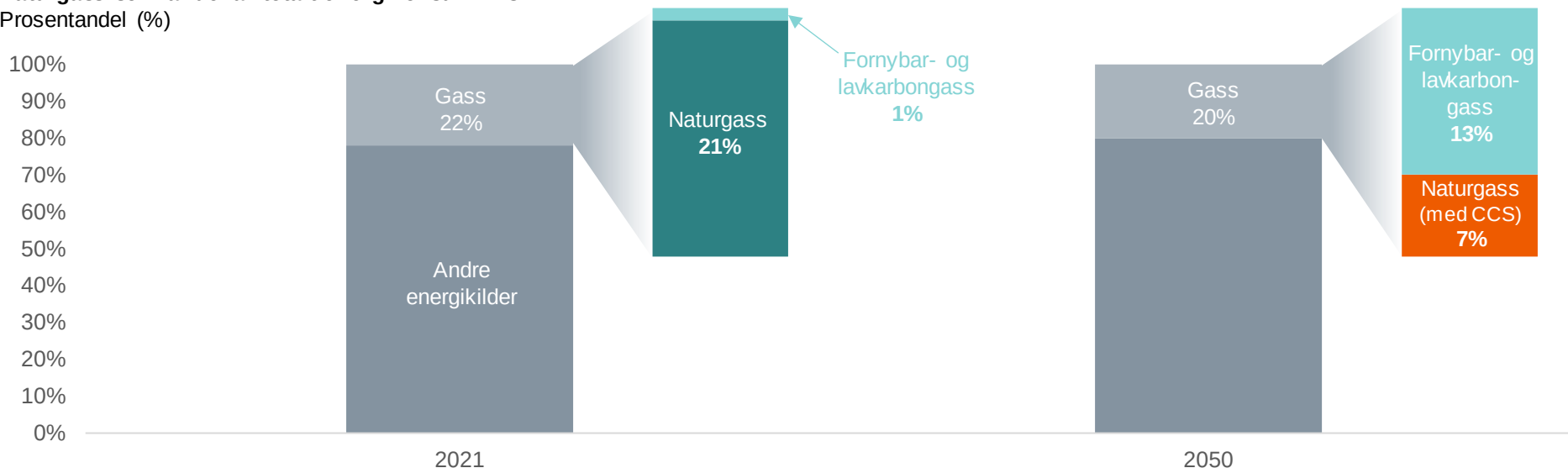
Økt hydrogenproduksjon

Innstramminger av karbonskatt

Gassprosjekter inkludert i EUs taksonomi

Naturgass som andel av totalt energikonsum i EU27

Prosentandel (%)



- Grafen over viser naturgassandelen av EUs totale energikonsum i 2021 og hva målet er i 2050. EUs mål peker på en reduksjon i naturgassandel fra 21% i dag til kun 7% i 2050**. I 2050 har EU som mål å være klimagassnøytral, og den resterende andelen naturgass som ikke lar seg fjerne må kombineres teknologier innen karbonfangst, -bruk og -lagring (CCS/CCUS).
- Dersom man antar at EUs energikonsum mot 2050 er stabilt, tilsvarer 7% fossil naturgass omtrent 150 Bcm. Dersom energikonsumet reduseres med 30% i 2050, slik som i IEA annonserte mål-scenariotet, vil 7% naturgass tilsvare ca. 100 Bcm.
- EUs mål er at fornybar- og lavkarbon-gass skal erstatte naturgass så langt det lar seg gjøre mot 2050. Dette innebærer økning i produksjon av biogass og biometan, grønt og blått hydrogen og syntetiske brensler. Naturgass inngår i produksjon av blått hydrogen, slik at faktisk konsum kan være høyere enn 7%.
- EU-kommisjonen foreslår at kontrakter for fossil naturgass ikke skal forlenges utover 2049 for å unngå å låse Europa fast til fossil naturgass.
- I tillegg skal energi fra fornybare kilder tilsvare minst 40% i 2030, 3% av offentlige bygninger skal renoveres for å øke energieffektivitet, og EU skal bevege seg bort fra fossile brensler ved å bruke ny teknologi. Dette vil påvirke etterspørselen etter fossil naturgass i årene som kommer.

*Sammenlignet med 1990-nivåer. **EU har mål om 20% gassandel av energikonsum i 2050, hvor fornybar- og lavkarbon-gass skal utgjøre 2/3 og fossil naturgass 1/3. I følge EU må fornybart og lavkarbon-gass oppnå en klimagassreduksjon på 70% sammenlignet med fossile kilder. Kilde: Rystad Energy analyser; Den europeiske kommisjon; IEA

Annonsert produksjonskapasitet for fornybart hydrogen tilsvare kun 27% av EU-mål i 2030

EU har mål om 55% reduksjon i klimagassutslipp innen 2030 og karbonnøytralitet innen 2050*

Målene operasjonaliseres gjennom fire implikasjoner for gassmarkedet

Redusert naturgasskonsum

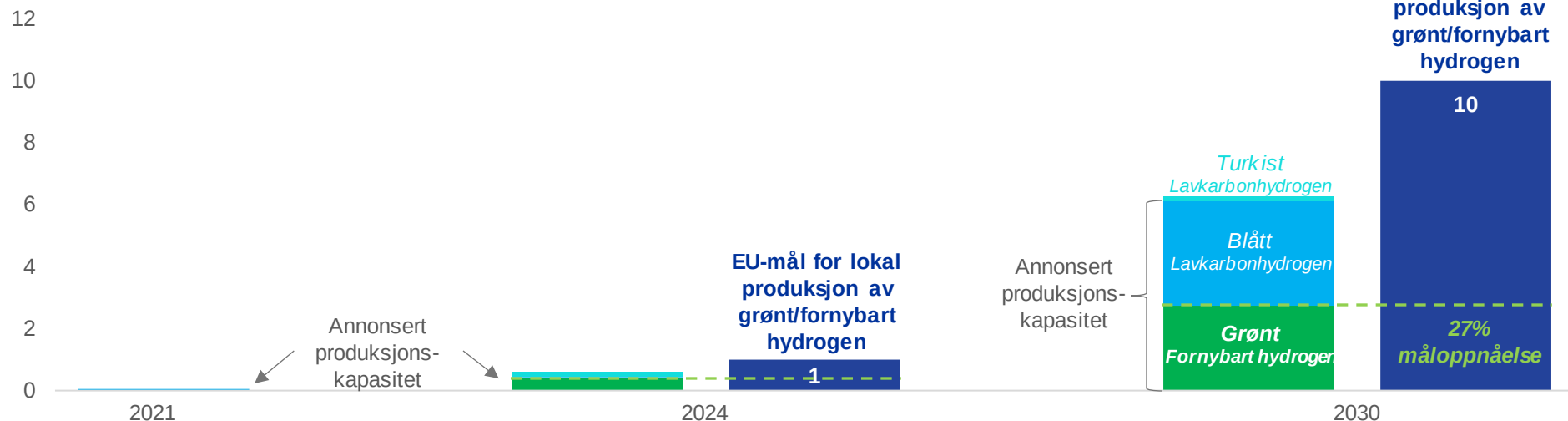
Økt hydrogenproduksjon

Innstramminger av karbonskatt

Gassprosjekter inkludert i EUs taksonomi

Kunngjort hydrogenproduksjonskapasitet i Europa sammenlignet med EU-mål

Millioner tonn



- Grafen viser kunngjort hydrogenproduksjonskapasitet i Europa fordelt på hydrogentype, samt EUs mål for egen produksjon av fornybart hydrogen.
- EU definerer fornybart hydrogen som hydrogen med energiinnhold fra andre fornybare kilder enn biomasse, og som oppnår 70% reduksjon i drivhusgassutslipp sammenlignet med fossilt brensel. Dette tilsvarer grønt hydrogen.
- EU har mål om å produsere 1 million tonn fornybart hydrogen innen 2024**. Innen 2030 er målet å installere hydrogenelektrolysekapasitet tilsvarende 40 GW som skal produsere opp til 10 millioner tonn fornybart hydrogen. Etter 2030 skal fornybart hydrogen ekspanderes i stor skala og erstatte lavkarbonhydrogen.
- Lavkarbonhydrogen (blått) produseres fra fossile kilder, slik som naturgass, og skal ha 70% lavere klimagassutslipp enn fossile energikilder. EU har ikke spesifikke mål om å øke produksjon av blått hydrogen, men legger heller ikke føringer for at blått hydrogen ikke skal benyttes. I følge EU skal blått hydrogen være med å erstatte fossil naturgass. Produksjonskapasitet for blått hydrogen forventes å være mer enn 3 millioner tonn i 2030.
- EUs mål for fornybar hydrogenproduksjon er langt over hva som er annonsert av produksjonskapasitet i Europa. I 2024 er måloppnåelsen 40%, og i 2030 er måloppnåelsen kun 27%. Dette betyr at omfattende sanksjonering av hydrogenprosjekter de kommende årene er nødvendig for at EU skal nå sine mål.

*Sammenlignet med 1990-nivåer. **1 million tonn hydrogen tilsvarer 3,25 Bcm metangass og 33,6 TWh.

Kilde: Rystad Energy analyser; Den europeiske kommisjon

Alle de store gassegmentene får karbonskatt – gass med lav utslippsintensitet vil prioriteres

EU har mål om 55% reduksjon i klimagassutslipp innen 2030 og karbonnøytralitet innen 2050*

Målene operasjonaliseres gjennom fire implikasjoner for gassmarkedet

Redusert naturgasskonsum

Økt hydrogenproduksjon

Innstramminger av karbonskatt

Gassprosjekter inkludert i EUs taksonomi

2005 →

14. juli 2021

EU innførte system for omsettelige utslippskvoter

(EU ETS, fase 1-3)

- EU innførte kvotesystem for karbonutslipp i 2005. Systemet har vært i kontinuerlig utvikling siden 2005, og omfanget har økt med årene.
- Utslippskvotene er omsettelige, og prisen settes basert på tilbud og etterspørsel.
- De innledende fasene av kvotesystemet inkluderer blant annet to store naturgass- etterspørselssegmenter; **industri** og **kraftproduksjon**.

Industri

Kraft

Bygninger

EU reviderte systemet for omsettelige utslippskvoter

(EU ETS, fase 4)

- EU reviderte nylig systemet for omsettelige utslippskvoter. Endringene innebærer at antall årlige utslippstillatelser i segmenter med høyt karbonavtrykk, slik som industri og kraftproduksjon, skal reduseres med en årlig rate på 4,2% kontra 2,2% tidligere. I tillegg skal gratistillatelser fases ut.
- Kvotesystemet skal blant annet også omfatte **bygninger** og transport i et separat system som skal regulere leverandøren av brenselet, altså naturgassleverandøren, fremfor husholdningen.

Industri

Kraft

Bygninger

Karbongrensejusteringsmekanisme innføres på utvalgte importerte produkter (CBAM)

- EU skal innføre karbonskatt på utvalgte importerte **industrivarer** innen 2026. Karbonskatten skal reflektere pris på utslippstillatelser og erstatte gratistillatelser.
- Karbonskatten gjelder blant annet for import av stål, aluminium og ammoniakk, hvor naturgass er en viktig innsatsfaktor.
- Hensikten er å unngå karbonlekkasje ved at utslippsintensive industrier flytter til land uten karbonskatt. Dette er en fordel for konkurransekraften til europeisk industri.

Industri

Kraft

Bygninger

*Sammenlignet med 1990-nivåer
Kilde: Rystad Energy analyser; Den europeiske kommisjon

EUs klimainitiativer har bidratt til høyere karbonpris – 300% økning fra november 2020

EU har mål om 55% reduksjon i klimagassutslipp innen 2030 og karbonnøytralitet innen 2050*

Målene operasjonaliseres gjennom fire implikasjoner for gassmarkedet

Redusert naturgasskonsum

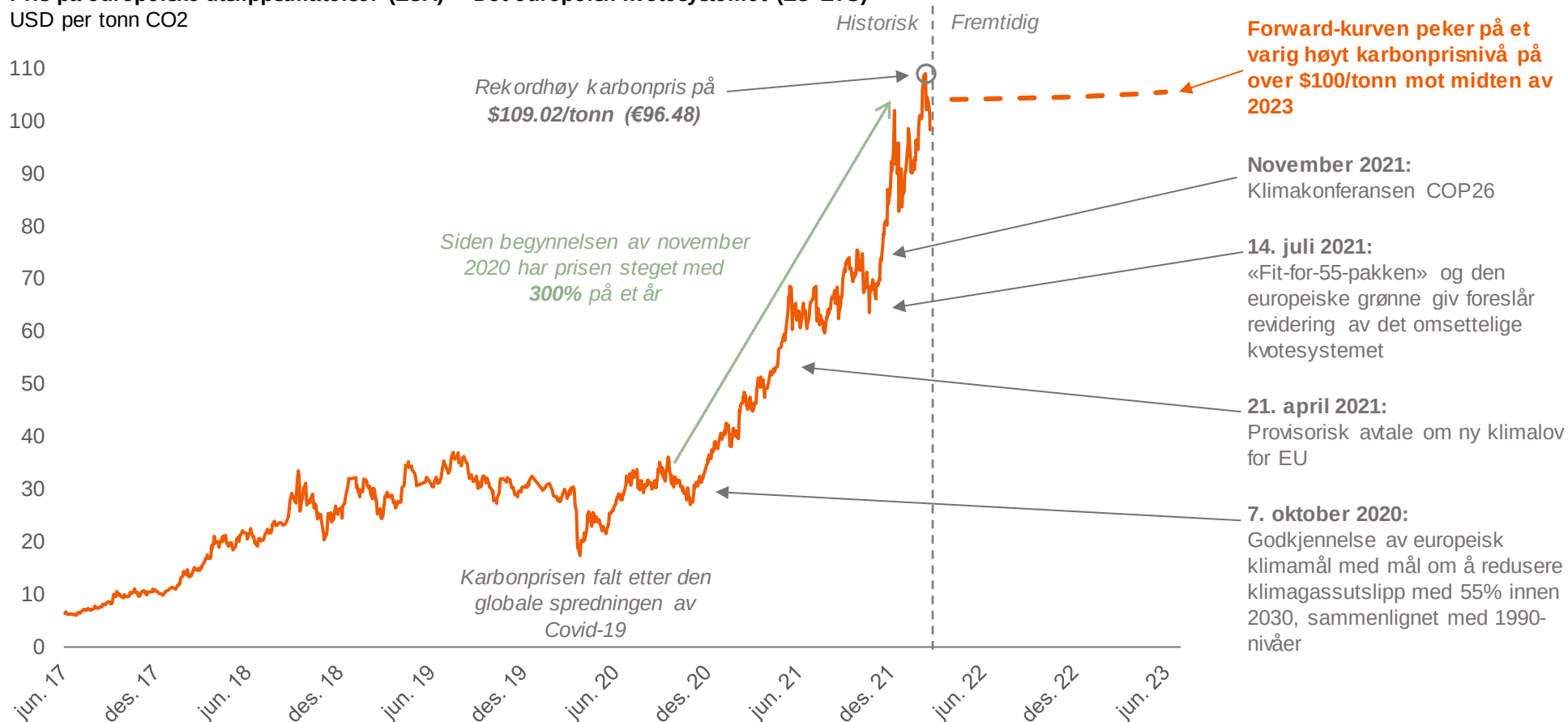
Økt hydrogenproduksjon

Innstramminger av karbonskatt

Gassprosjekter inkludert i EUs
taksonomi

Pris på europeiske utslippstillatelser (EUA) – Det europeisk kvotesystemet (EU ETS)

USD per tonn CO₂



*Sammenlignet med 1990-nivåer

Kilde: Rystad Energy analyser; Bloomberg; Den europeiske kommisjon

Nye gassprosjekter må tilfredsstillte høye utslippskrav for å bli grønnmerket – tiltak kreves

EU har mål om 55% reduksjon i klimagassutslipp innen 2030 og karbonnøytralitet innen 2050*

Målene operasjonaliseres gjennom fire implikasjoner for gassmarkedet

Redusert naturgasskonsum

Økt hydrogenproduksjon

Innstramminger av karbonskatt

Gassprosjekter inkludert i EUs taksonomi

Gjennomsnittlig utslippsintensitet for europeiske gasskraftverk er mellom 335-450 g CO₂-eq/kWh

Ytterligere tiltak må til for å redusere utslippsintensiteten til **270 g CO₂-eq/kWh**, noe som er et av kravene i forslaget om grønnmerking av nye gassprosjekter i EUs taksonomi**

Naturgass blandet med lavkarbonbrensel

- Grønt hydrogen har null utslipp, så jo høyere andel hydrogen i blandingen, jo lavere utslippsintensitet
- Med 60% virkningsgrad trengs det 45% hydrogen. Dette betinger økt produksjon av grønt hydrogen i EU
- Gassandelen reduseres, og Europa kan få lavere naturgassetterspørsel



CCS av utslipp som oppstår i kraftproduksjonen

- Gasskraftverk kan være tilknyttet et CCS-anlegg som kan redusere utslippsintensiteten
- Reduksjonen avhenger av karbonfangstraten, og anlegget vil være dyrt å installere
- Endrer ikke etterspørselen etter naturgass



- EUs klassifiseringssystem for bærekraftige investeringer (taksonomien) har som formål å kanalisere kapital til grønne prosjekter. Dersom et prosjekt tilfredsstiller visse kriterier kan det bli grønnmerket og dermed være mer attraktivt for investorer.
- 2. februar 2022 kunngjorde EU et forslag om at også gass- og kjernekraftprosjekter kan bli grønnmerket dersom de tilfredsstiller strenge krav.
- EU-forslaget er et tegn på aksept for naturgass i EU, samt et bevis på at naturgass vil være viktig i prosessen for å nå karbonnøytralitet innen 2050.***
- EUs krav for nye gassprosjekter innebærer bl.a. at gasskraftverket må erstatte et kraftverk som bruker fossilt brensel, og det må kunne bytte til produksjon av fornybar og/eller lavkarbondgass innen 2035. I tillegg kreves det at gasskraftproduksjonen maksimalt slipper ut 270 g CO₂-eq/kWh.** I gjennomsnitt slipper et europeisk gasskraftverk ut 335-450g CO₂-eq/kWh, altså langt over den foreslåtte grenseverdien. Dermed kreves det tiltak. Med en øvre effektivitetsgrense på 60% har en gassprodusent to valg for å bli grønnmerket: blande naturgass og lavkarbonbrensel, eller kombinere kraftproduksjon med karbonfangst.
- Kostnadene ved de to alternativene er relativt like, men forskjellen er at det første alternativet kan føre til redusert etterspørsel etter naturgass, mens naturgassetterspørselen vil være uendret ved det andre alternativet. Det er sannsynlig at vi vil se begge alternativene fremover.

*Sammenlignet med 1990-nivåer. **For elektrisitetsproduksjon er et alternativ til kravet på 270 g CO₂-eq/kWh at årlig direkte utslipp ikke overstiger et gjennomsnitt på 550 kg CO₂-eq/kWh over 20 år for kapasiteten. ***Kommissjonen peker på at det behov for energikilder med lavere karbonavtrykk enn kull og olje. Kilde: Rystad Energy analyser; Den europeiske kommisjon; DNB

Innholdsfortegnelse

Gassmarkedet i 2021

Gass i EU27+UK i 2035

Global gassetterspørrel

Fremtidig gassetterspørrel i EU27+UK

Regulatoriske forhold i EU

De viktigste gassetterspørrelssegmentene

Mekanismer for fullstendig å erstatte naturgass

Rollen til norsk gass i EU27+UK

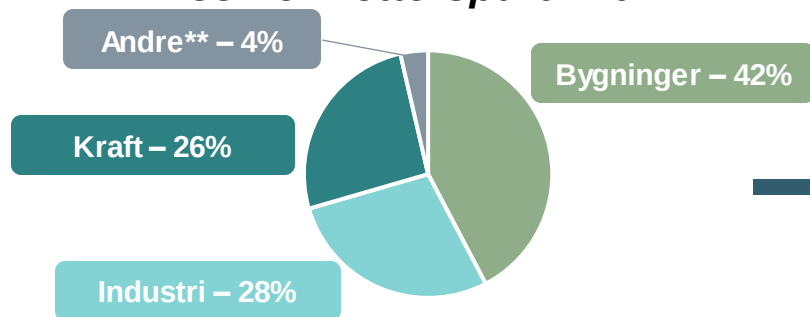
Vedlegg

Bygninger, industri og kraftproduksjon står for over 95% av gassetterspørselen i EU27+UK

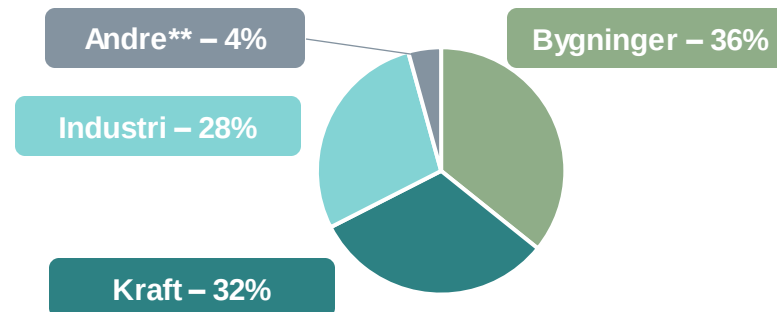
De tre viktigste etterspørselssegmentene for naturgass er kraftproduksjon, industrien og bygninger

Kraftproduksjon 	Bygninger 	Industri 
- Gass til kraftproduksjon stod for rundt 21% av kraftproduksjonen i EU-27+UK i 2021. - Virkningsgraden er mellom 45% og 55%, siden prosessen produserer overskuddsvarme i tillegg til strøm.	- Gass brukes til oppvarming, matlaging, fjernvarme med mer. - Det å bruke gass for varme har svært høy virkningsgrad på omtrent 90%, og er dermed en mer effektiv bruk av gassen enn i kraftproduksjon.	- Naturgass brukes blant annet i hydrogenproduksjon, papirindustrien, stålproduksjon og plastproduksjon. - Naturgass brukes både som råvare og for å produsere varme til å drive prosesser.
Gassetterspørsel 127 <i>Bcm</i> (2021)  135 <i>Bcm</i> (2035*)	Gassetterspørsel 205 <i>Bcm</i> (2021)  152 <i>Bcm</i> (2035*)	Gassetterspørsel 137 <i>Bcm</i> (2021)  120 <i>Bcm</i> (2035*)

488 Bcm etterspurt i 2021



424 Bcm etterspurt i 2035*



* Antatt etterspørsel basert på Rystad Energy Mean scenario fra GasMarketCube. Fit for 55 er inkludert som en av flere parametere som påvirker etterspørselen fremover ** En oversikt over hva som inngår i «Andre» er i Appendix; Kilde: Rystad Energy analyser

Naturgass brukes primært som råvare for varme- og kraftproduksjon

Bruk av naturgass i EU-27+UK med tre hovedformål*

<i>Brukt som</i>		<i>Brukt i</i>	<i>Virkningsgrad</i>
Naturgass som råvare		 Industri Man anvender naturgassens kjemiske karakteristikk. Plastikk- og hydrogenproduksjon er eksempler	75%
Naturgass for varme		 Industri Naturgass har høy effektivitetsgrad når det brennes for varme, og dette utnyttes best ved å utnytte varmen direkte Sementproduksjon og papirindustrien er eksempler som bruker naturgass i dag	60% - 80%
		 Bygninger Naturgass har svært høy effektivitetsgrad når det brennes for varme, og dette utnyttes best ved å utnytte varmen direkte. Brukes for luftoppvarming, vannoppvarming og matlaging	90%
Naturgass for kraft		 Kraftproduksjon Brukes til å produsere strøm, men prosessen avgir også en del varme, som kan brukes til fjernvarme for å øke effektivitetsgraden til kraftverkene Lav effektivitetsgrad i ren kraftproduksjon	50%

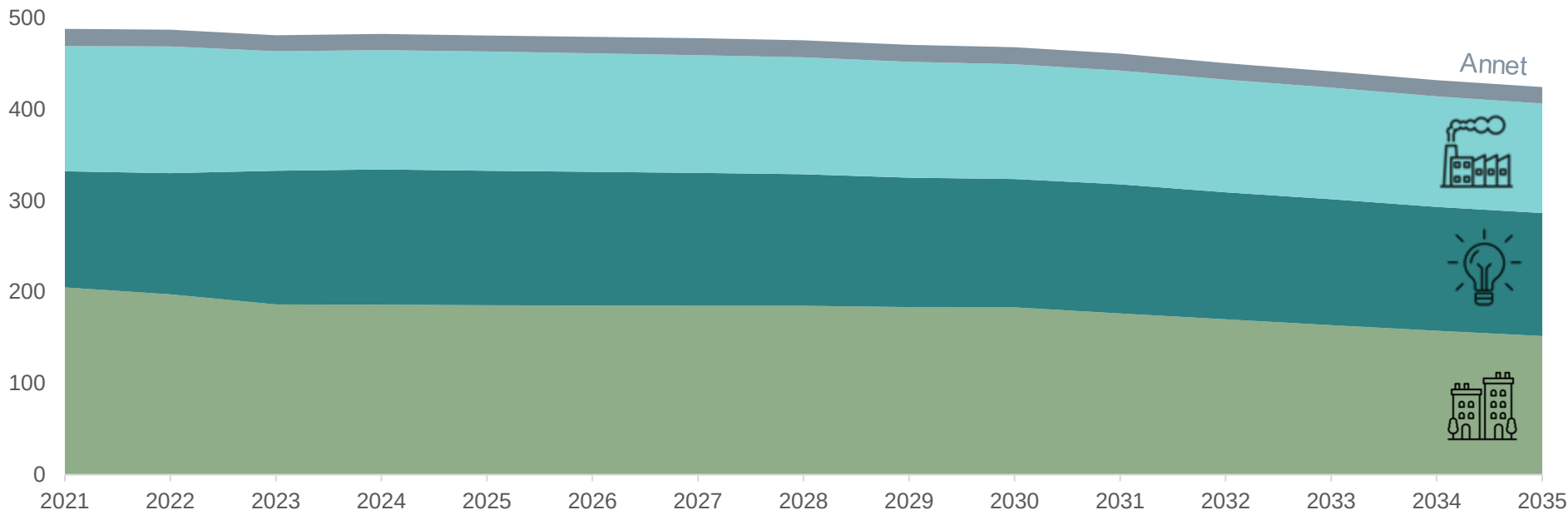
*Gass brukes også i transport men har i dag lav etterspørsel og lav virkningsgrad.
Kilde: Rystad Energy analyser; Endrava

Gassetterspørsel i EU27+UK forventes å falle med 15% mot 2035, drevet av fall i bygninger

EU27+UK gassetterspørsel fra 2021 til 2035

Total gassetterspørsel for EU27+UK, fordelt på segment

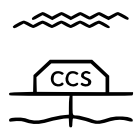
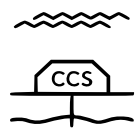
Milliarder kubikkmeter (Bcm)



- Grafen viser Rystad Energys Mean scenario for gassetterspørsel i EU27+UK frem mot 2035.
- Total etterspørsel vil ha en svak nedgang mot 2030, som akselererer etter 2030 når man forventer at en større del av bygningsmassen i EU27+UK vil elektrifiseres.
- Bygninger vil gjennom perioden stå for den største etterspørselen, etterfulgt av kraftproduksjon. Bygninger antas å stå for det meste av fallet i etterspørsel.
- Kraftproduksjon er det eneste segmentet som er forventet å øke. Dette skyldes utfasing av kull, som delvis erstattes av gass. Gassens rolle tiltar i takt med økende andel fornybar for å balansere kraftnettverket.
- Rystad Energy har ikke lagt til ekstra etterspørselsøkning etter naturgass som hydrogenbærer utover det hydrogenet som allerede produseres fra naturgass i dag i EU27+UK. Det er usikkert om en hydrogenbærer basert på naturgass vil bli produsert i EU27+UK eller i det gassseksporterende landet.

Kilde: Rystad Energy analyser; Rystad Energy GasMarketCube

En variert verktøykasse for å redusere bruken og/eller utslippene fra bruk av naturgass

	Kraftproduksjon 	Industri 	Bygninger 
Dekarboniserte elektroner  Bytte ut	 Fornybar energiproduksjon	 Elektrifisering av prosesser	 Elektrifisering
Dekarboniserte molekyler  Bytte ut	 Bytte ut deler eller all naturgass med hydrogen* eller biometan		
Karbonfangst  Gjøre rent	 Karbonfangst med lagring	 Karbonfangst med lagring	 Fjernvarme
Effektivisering  Bruke mindre	 Gjenbruk av overskuddsvarme	 Prosessoptimering	 Isolering

*Både grønn hydrogen gjennom elektrolyse og blå hydrogen med naturgass som råvare
 Kilde: Rystad Energy analyser

Kraftsektoren er forventet å øke sin etterspørsel etter gass med rundt 5% mot 2035

De tre viktigste etterspørselssegmentene for naturgass er kraftproduksjon, industrien og bygninger

Kraftproduksjon



- Gass til kraftproduksjon sto for rundt 21% av kraftproduksjonen i EU-27+UK i 2021.
- Virkningsgraden er mellom 45% og 55%, siden prosessen produserer overskuddsvarme i tillegg til strøm.

Gassetterspørsel

127

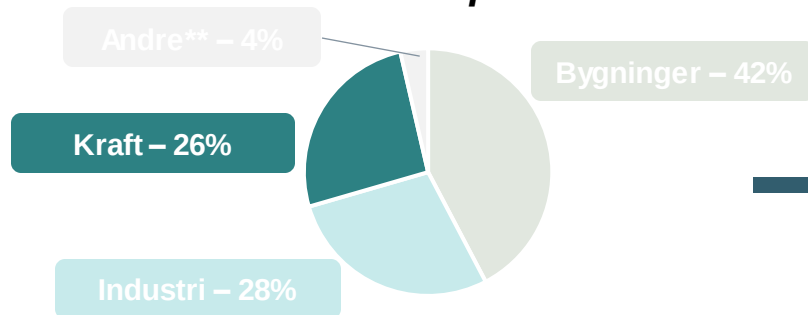
Bcm
(2021)



135

Bcm
(2035*)

488 Bcm etterspurt i 2021



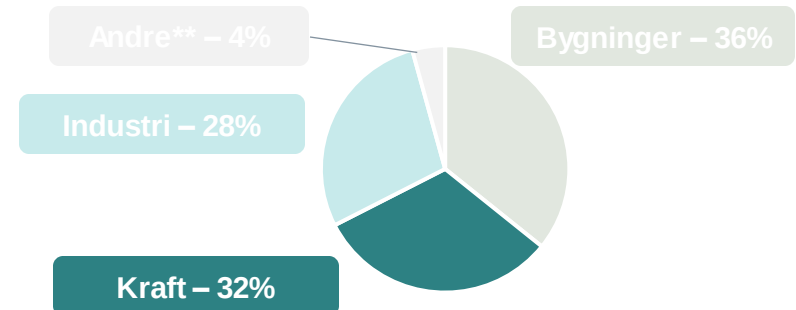
Kraft



Bygninger
Industri



424 Bcm etterspurt i 2035*



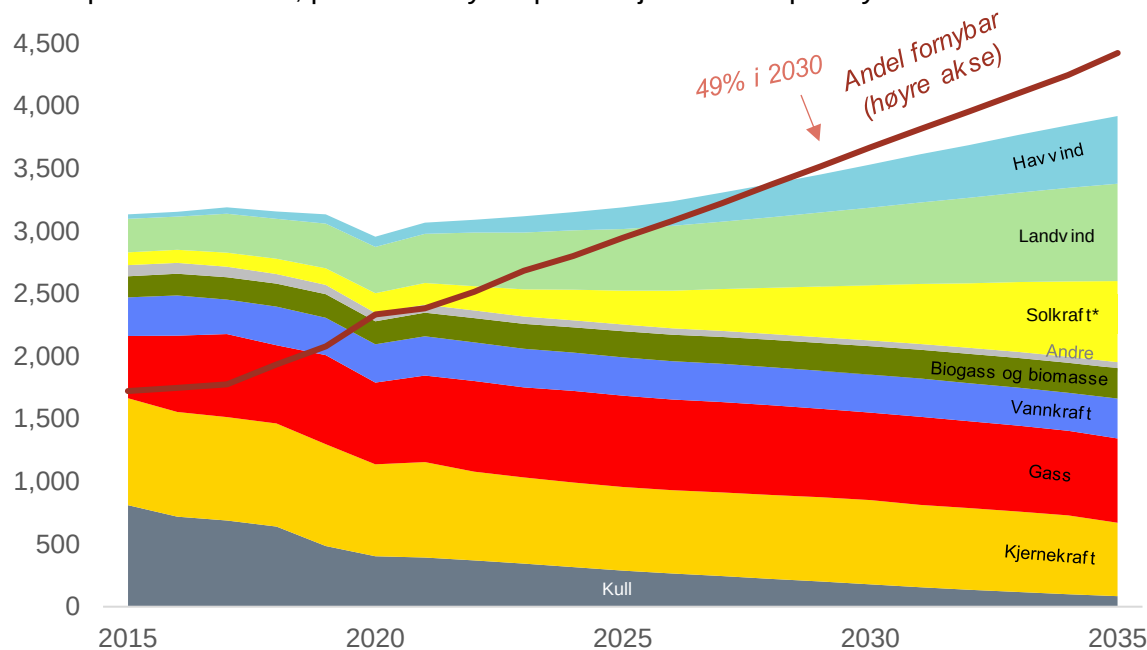
* Antatt etterspørsel basert på Rystad Energy Mean scenario fra GasMarketCube ** En oversikt over hva som inngår i «Andre» er i appendix
Kilde: Rystad Energy analyser

Fornybar energiproduksjon vil øke på bekostning av kull og kjernekraft; gass mer stabilt



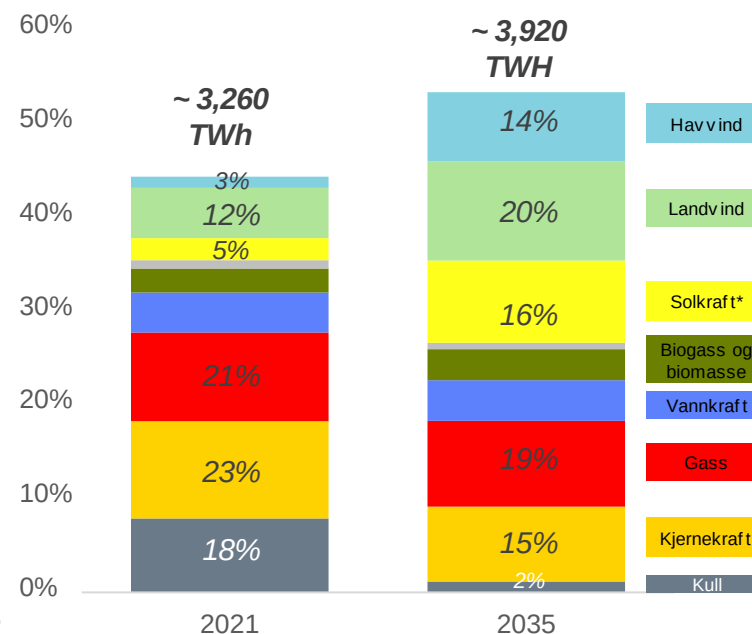
Total kraftproduksjon i EU27+UK, fordelt på produksjonsmetode

TWh på venstre akse, prosent fornybar produksjon av total på høyre akse



Utvikling i kraftproduksjon for EU27+UK

Andel av total produksjon



- Viktige drivere for kraftetterspørsel er makroøkonomiske parametere som befolkningsvekst og BNP-vekst.
- EU27+UK faser ut kull, og noen land faser også ut kjernekraft.
- Fornybar energiproduksjon er ventet å øke med over det dobbelte av det kull og kjernekraft fjerner, slik at fornybar energi både erstatter og tilfører ny, ren energi.
- Fornybar energiproduksjon for hele EU27+UK er ventet å være 49% i 2030. Dette tilfredsstiller EUs fornybardirektiv (Renewable Energy Directive), som krever 40% fornybar innen 2030. Forventet utvikling er også i tråd med EUs klimapakke Klar for 55 (Fit for 55).
- EU27+UK har en stadig økende andel av fornybar energiproduksjon, som er forventet å utgjøre omtrent 60% av totalen i 2035.
- På grunn av regionale klimaforskjeller har nordlige land har typisk høy andel av vindkraft i porteføljen, mens mer sørlige land har relativt mer solenergi.

*Inkluderer rooftop PV og andre kommersielle solcelleprosjekter

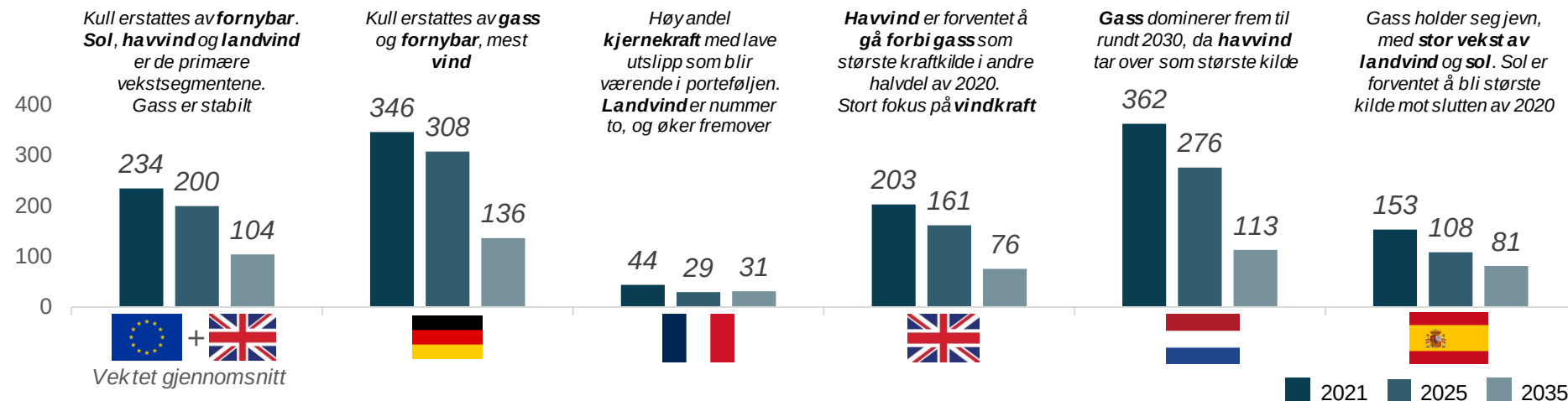
Kilde: Rystad Energy analyser; Rystad Energy Power Solutions;

Utslippsintensiteten i EU27+UK faller, og gass blir viktigere i kraftproduksjon



Utslippsintensitet per energienhet generert for EU27+UK og de fem største kraftprodusentene

Tonn CO2-ekvivalenter per GWh produsert

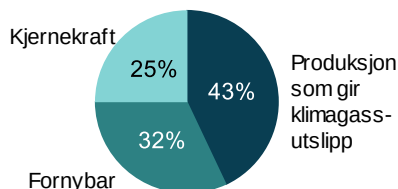


Metode for beregning av utslippsintensitet per land

Kraftproduksjon per kilde

- Kraftproduksjonen i EU27+UK kommer fra ulike kilder, der kjernekraft, gass og vind har vært og vil være dominerende framover.

EU27 produksjonsmiks (2021)



Utslippsintensitet per kilde

- Utslippsintensitetsfaktorer angir utslippet som oppstår ved én enhet produsert strøm fra ulike kilder.
- Kull og flytende hydrokarboner har klart høyest utslipp, der gass har rundt halvparten.

Tonn CO2 ekvivalent per GWh*

Kull	1011
Flytende hydrokarboner	966
Gass	412



Total kraftproduksjon

- Et lands totale utslipp per år er dermed basert på produksjon per kilde og utslippsintensitet per kilde.
- For å finne landets utslippsintensitet, blir det kalkuleerte totale utslippet delt på total kraftproduksjon.
- En høy andel fornybar produksjon gir dermed lav utslippsintensitet, siden store deler av produksjonen ikke har utslipp.



Utslippsintensitet for et land

- Klimagassutslippet for et geografisk område er dermed kalkulert basert på de ulike strømkildenes produksjon og tilhørende direkte-utslipp, og delt på total produksjon.
- Utslippsberegning for EU27+UK som helhet er basert på alle lands utslippsintensitet, vektet etter andel av total produksjon.

*Rystad Energys tall for utslippsintensiteter er tatt fra EIA sin oversikt for 2020 utslippsintensiteter i USA. Avvik mellom historiske verdier og verdiene presentert her vil skyldes konverteringsfaktorer.
Kilde: Rystad Energy analyser

Gasskraftverk er godt egnet for å balansere kraftproduksjon fra vindkraft



En kraftsektor med høy andel fornybar har sykluser med over- og underskudd av kraft

Modellert energisystem der vindkraft møter 100% av total årlig etterspørsel i 2020 i Tyskland*

TWh

160

140

120

100

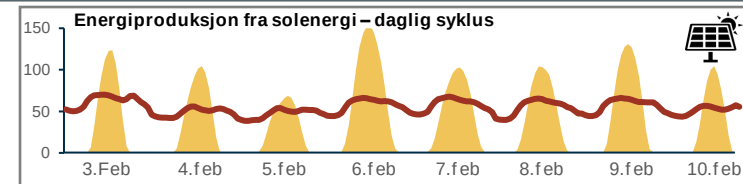
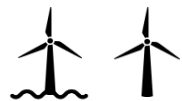
80

60

40

20

0



Underproduksjon i forhold til etterspørsel som må balanseres

Overproduksjon ** i forhold til etterspørsel

Underproduksjon i forhold til etterspørsel som må balanseres

1 3 5 7 9 11 13 15 17 19 21 23 25 27 29 Dager i april

- Grafene viser et modellert energisystem der vindkraft og solenergi er oppskalert for å tilfredsstille total kraftetterspørsel og kraftproduksjon i 2020. Datagrunnlaget er reell produksjon og etterspørsel i Tyskland i 2020 på 15-minutters basis, aggregert opp til daglige verdier.
- Vindkraft har en uforutsigbar syklus, med lengre perioder med over- eller underskuddsproduksjon over flere døgn, mens solenergi har en intradag-syklus med produksjon på dagtid og ingen produksjon om natten. Fornybar kraftproduksjon vil i noen perioder være tilnærmet null, som medfører at det trengs balanserende tiltak som må kunne møte hele etterspørselen.
- Solenergiens daglige sykluser kan løses med batterier, men vindkraftens lange svingninger og tilhørende kraftbehov er for store til at batterier er hensiktsmessig. Til dette er gasskraftverk godt egnet, da de er fleksible og håndterer godt å bli skrudd av og på etter behov. Nordvest-Europa har typisk mer vind i porteføljen, mens sørlige land har mer sol.

Gasskraftverk er godt egnet for å balansere større kraftunderskudd som oppstår med høy andel vind, typisk i nordvest-Europa

*Historisk vindkraftproduksjon er skalert med en faktor på 2.88 for å utgjøre 100% av kraftetterspørsel for å illustrere en situasjon der vindkraft står for 100% av total kraftetterspørsel **Overkapasitet løses ved at vindparken vinkler turbinbladene for å redusere produksjon, mens underproduksjon er best møtt med en fleksibel kraftkilde Kilde: Rystad Energy analyser; Rystad Energy Commentary



Tyskland kommuniserer en fremtidig energimiks som inneholder en del gass for å balansere ubalanser ved fornybart

Gass som kull-erstatte

- Kull har betydelig høyere utslipp enn gass ved kraftproduksjon, og med økende karbonskatter kan det bli mer lønnsomt å produsere strøm med gass enn kull*. Dette byttet omtales som «coal-to-gas switching». Fra 2015 til 2020 har bruk av kull gått ned, mens gass har økt omtrent tilsvarende nedgangen i kull.
- Kull har en «baseload»-funksjon** i energimiksen og denne funksjonen vil gass overta etter hvert som gass erstatter kull.
- Gass er forventet å ha en baseload-funksjon på kort til mellomlang sikt.
- På lengre sikt er det forventet at den økte utbyggingen av fornybar energi vil gjøre at fornybar energi overtar baseload-funksjonen fra gass.



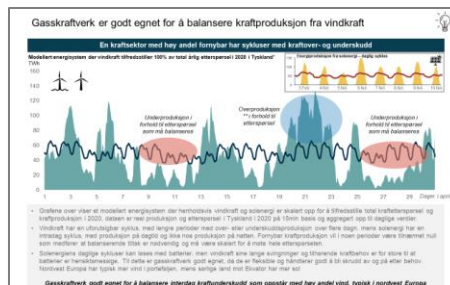
Økende karbonskatter
Klimamål



Gass overtar for kull, inkludert baseload-funksjonen

Gass som en balanserende energikilde i en mer fornybar portefølje

- Med økende andel fornybar i kraftproduksjons-porteføljen øker eksponeringen for den naturlige uforutsigbarheten i fornybar energiproduksjon. Dette kan håndteres gjennom energilagring, med bruk av en balanserende kraftkilde, eller en kombinasjon av begge.
- Høy andel av vindkraft håndteres best ved en balanserende kraftkilde, på grunn av potensielle lange perioder med under- eller overskuddsproduksjon.
- Gasskraftverk kan effektivt skrus av og på, og er dermed fleksible og egnet til å kompensere for kraftunderskudd fra fornybare kilder.
- Gass tar en balanserende rolle etter hvert som fornybar overtar baseload-funksjonen.



Vindkraft kan oppleve lengre perioder med underproduksjon

Gass operasjonalisert gjennom Tysklands kraftambisjon mot 2035

- Kullkraftverk, som historisk har utgjort en stor andel av kraftproduksjonen, skal fases ut innen 2030. I tillegg skal kjernekraftverk fases ut i løpet av 2022.
- En aggressiv utbygging av både vindkraft og solenergi er planlagt mot 2035, der vindkraft er forventet å ta en stor rolle.
- Parallelt med dette bygger Tyskland nye gasskraftverk som er hydrogen-kompatible. Dette signaliserer tydelig at gass har en plass i landets fremtidige energiportefølje.
- Gass tar dermed en baseload-rolle på mellomlang sikt og en balanserende rolle på lang sikt.

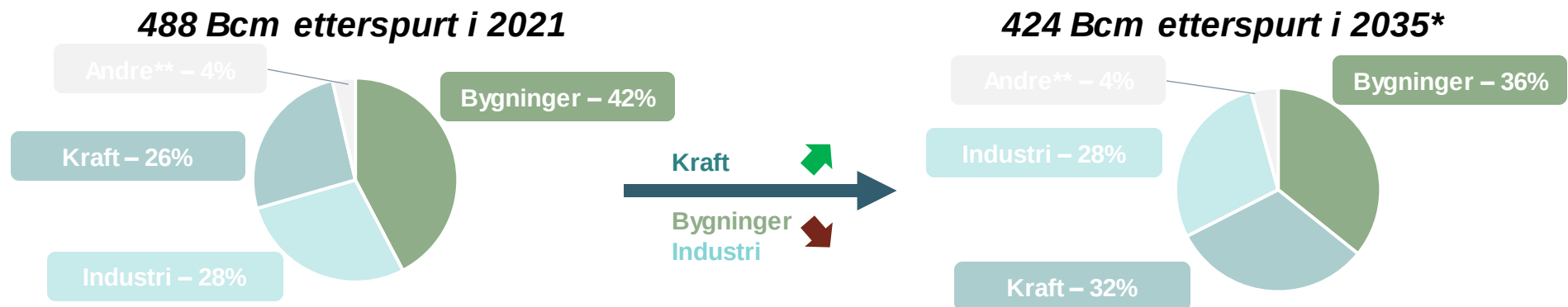
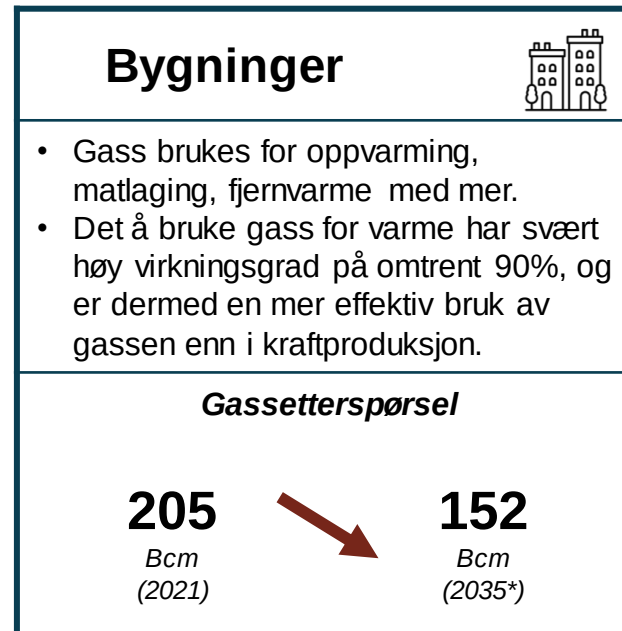


Tysklands klimaminister presenterer høye fornybare ambisjoner

*Råvareprisene vil bestemme konkurransekraften til kull og naturgass, men historisk har kraftproduksjon fra naturgass vært billigere enn kull i Europa ** Dekke minimumsetterspørselen gjennom jevn produksjon med lite variasjon i energiproduksjon; Kilde: Rystad Energy analyser

Gassbruk i bygninger forventes å falle med ca. 25% frem mot 2035

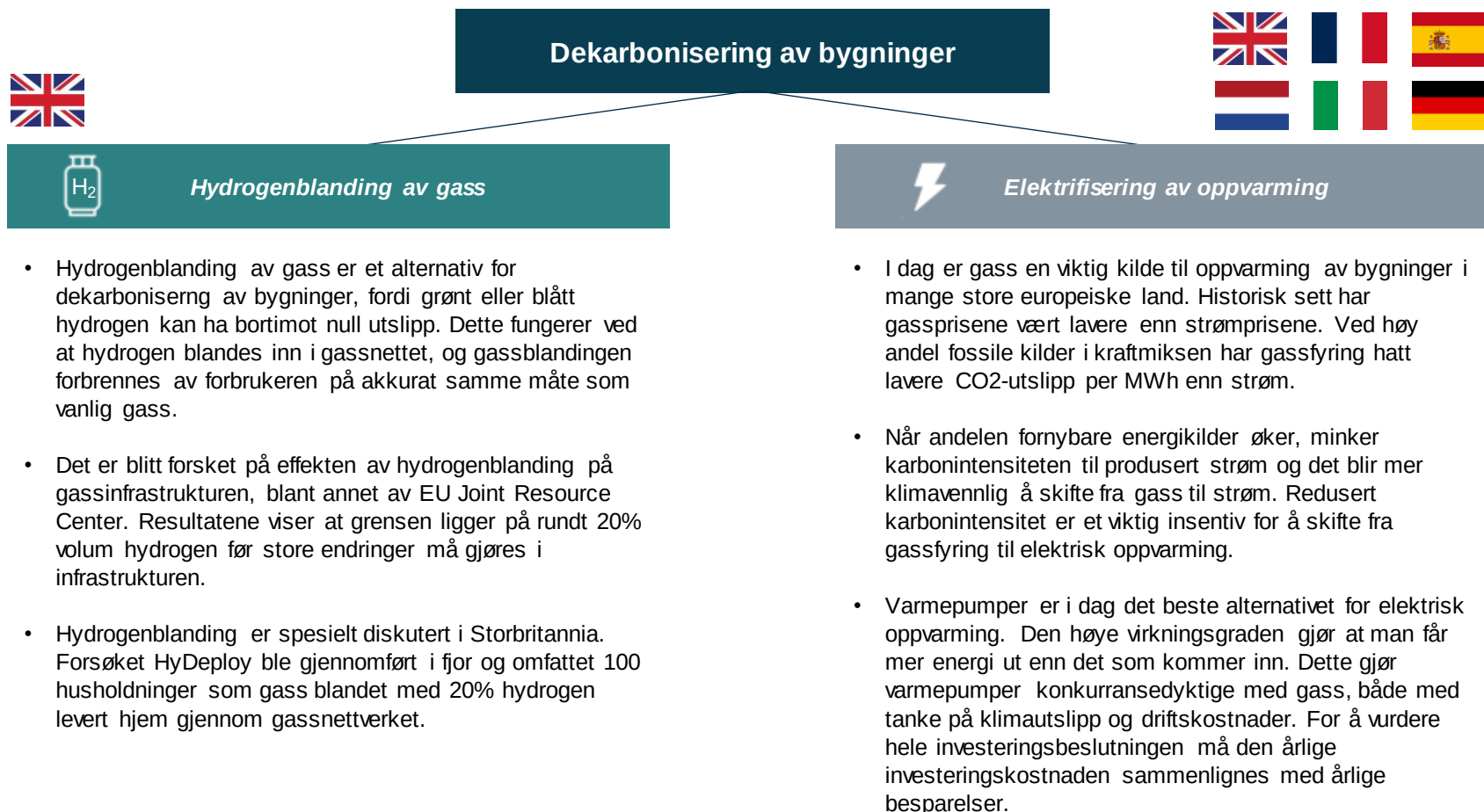
De tre viktigste etterspørselssegmentene for naturgass er kraftproduksjon, industrien og bygninger



* Antatt etterspørsel basert på Rystad Energy Mean scenario fra GasMarketCube ** En oversikt over hva som inngår i «Andre» er i appendix
Kilde: Rystad Energy analyser



Oppvarming av bygninger er energikrevende og en stor utslippskilde i EU 27+UK i dag



Hydrogenblanding og elektrifisering er tiltak for dekarbonisering basert på dagens kvalitet på bygninger. I tillegg vil forbedret isolasjon og mindre varmetap i bygninger redusere gasskonsumet i bygninger.

Utslipp: 20% voluminnblanding av hydrogen gir 7% lavere utslipp per energienhet levert



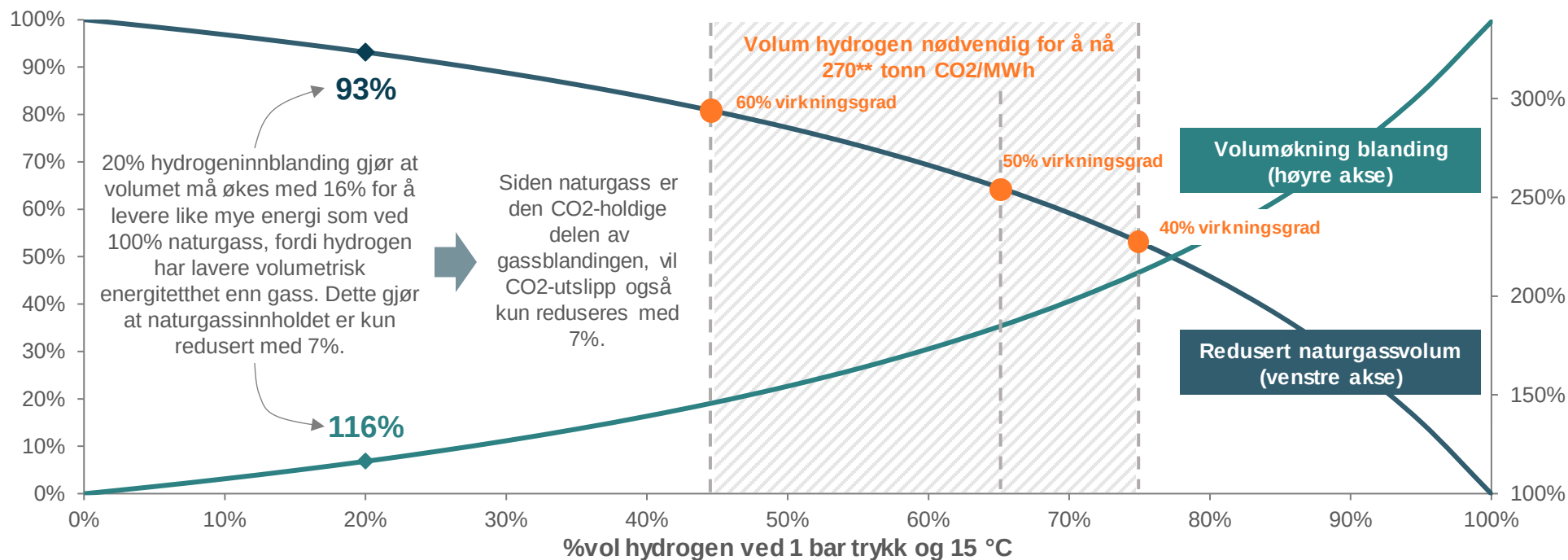
Ved hydrogeninnblanding må større gassvolum leveres for å gi samme energimengde som 100% naturgass

Redusert mengde naturgass (VS) vol% hydrogen i gassblanding

Redusert volumprosent naturgass (%)

Volumøkning i gassblanding per vol% hydrogen

Volumprosent (%)



- Blanding av hydrogen i naturgass er vurdert som et tiltak for å dekarbonisere naturgass, spesielt diskutert i UK. Effekten av blandingen visualiseres i grafen. Effektene av hydrogenblanding er blant annet:

- Energileveranse per volumenhet svekkes siden volumetrisk energitetthet for hydrogen er lavere enn gass.
- Gassen dekarboniseres med samme rate som naturgassvolum reduseres, altså med ca 7% når det er 20% volum hydrogen.
- Et typisk gasskraftverk slipper ut ca. 412 g CO₂/kWh. For å nå EU-taksonomiens utslippsgrense for gasskraftverk på 270 g CO₂/kWh må utslippet reduseres med 35%. Dette tilsier en hydrogenblandingsgrad på ca. 65% for et gasskraftverk med 50% virkningsgrad.

- Ved 20% volumblanding av hydrogen vil 8% av energien i gassen være fra hydrogen. Hvis det er snakk om 20% energiblanding må volumet av hydrogenet i gassblandingen økes til 45%.

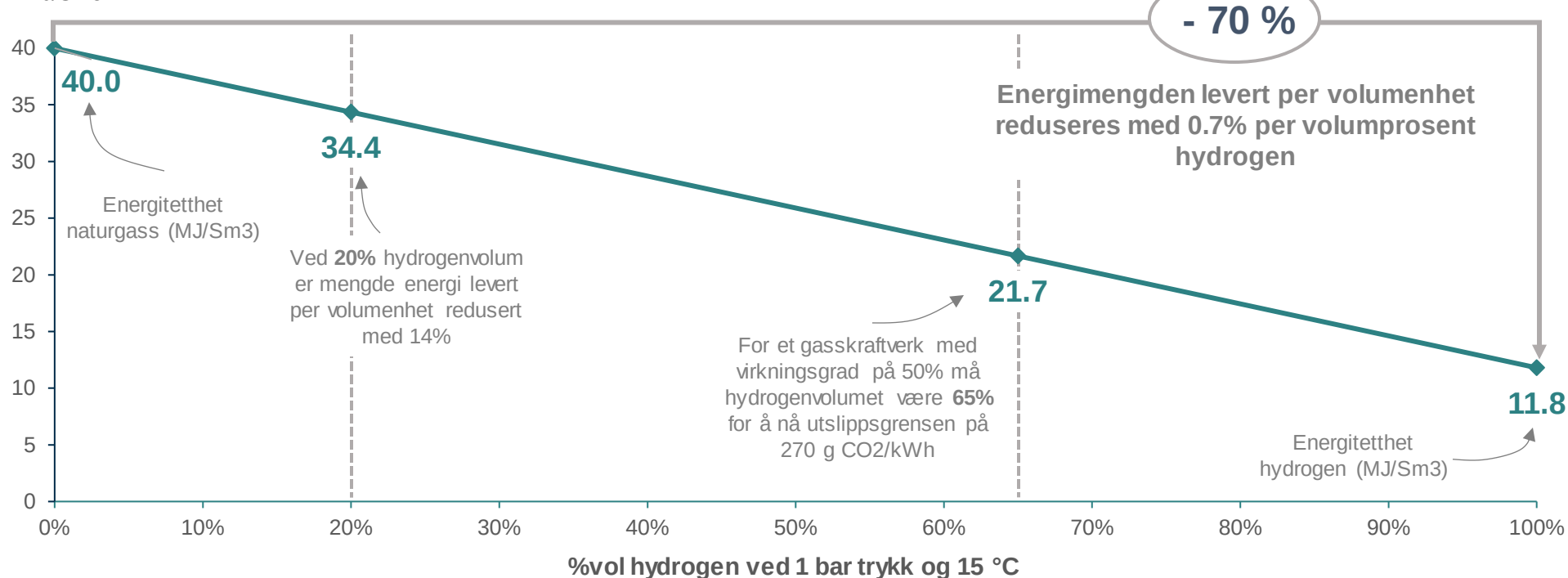
*Forholdet mellom volumetrisk energitetthet til hydrogen og metan vil endres noe ved økt trykk. Denne endringen er liten og løregnet i dette eksemplet **med dagens effektivitet og utslippsintensitet på gasskraftverk må naturgass blandes med ca. 65% hydrogen for å nå utslippsmålet. Kilde: Rystad Energy analyser

Kapasitet: 20% voluminnblanding av hydrogen gir 14% mindre energi per volum gass



Levert energi per volumenhet reduseres når hydrogenvolumet økes i gassblandingen

Volumetrisk energitetthet av gassblanding for %vol hydrogen
MJ/Sm³



- Grafen viser den volumetriske energitettheten til gassblandingen per volum hydrogen blandet med naturgass. Naturgass har en volumetrisk energitetthet rundt 40 MJ/m³, avhengig av blandingen av metangass og andre stoffer. Hydrogen har en volumetrisk energitetthet på 11.8 MJ/m³.
- Når hydrogen blandes med gass reduseres mengden energi levert per volumenhet med 0.7 % per volumprosent hydrogen. Dette vil si at ved 20% hydrogeninnblanding har energimengden per volumenhet blitt redusert med 14%.

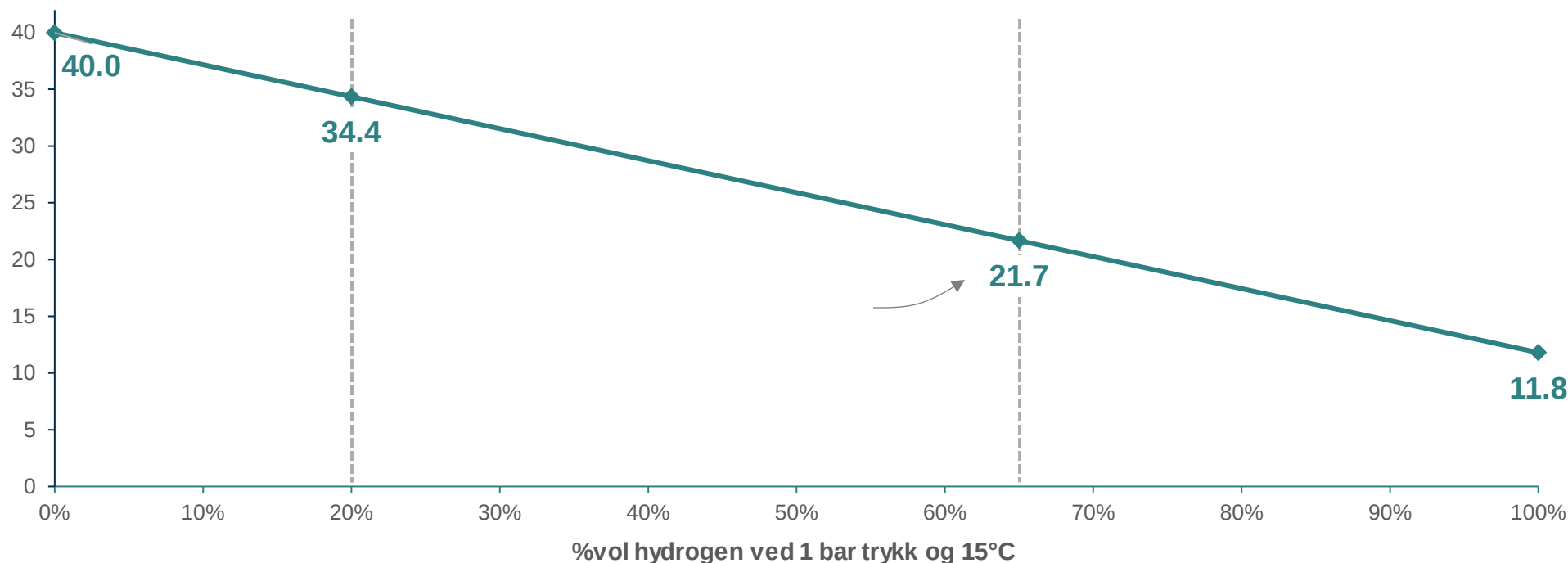
Kilde: Rystad Energy analyser

Kapasitet: 20% voluminnblanding av hydrogen gir 14% mindre energi per volum gass



Levert energi per volumenhet reduseres når hydrogenvolumet økes i gassblandingen

Volumetrisk energitetthet av gassblanding for %vol hydrogen
MJ/Sm³



- Grafen viser den volumetriske energitettheten til gassblandingen per volum hydrogen blandet med naturgass. Naturgass har en volumetrisk energitetthet rundt 40 MJ/m³, avhengig av blandingen av metangass og andre stoffer. Hydrogen har en volumetrisk energitetthet på 11.8 MJ/m³.
- Når hydrogen blandes med gass reduseres mengden energi levert per volumenhet med 0.7 % per volumprosent hydrogen. Dette vil si at ved 20% hydrogenblanding har energimengden per volumenhet blitt redusert med 14%.

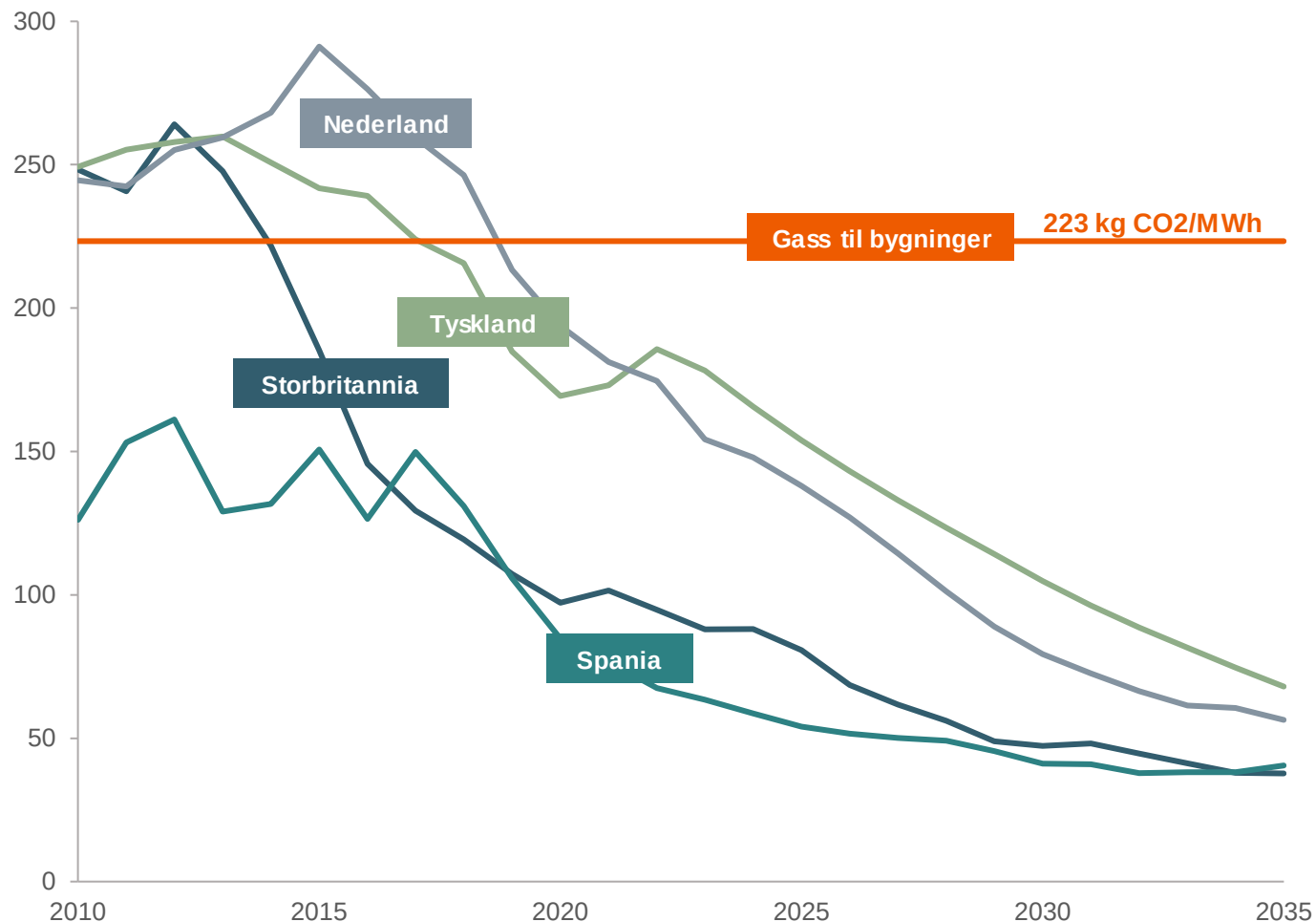
Kilde: Rystad Energy analyser



⚡ Europeiske land har et klimainsentiv til å skifte fra oppvarming med gass til varmepumpe

Karbonintensitet for gass til bygninger og for varmepumpe per land*

Kg CO₂ per MWh



*Utvalgte EU-land med høy etterspørsel etter gass til bygninger

Kilde: Rystad Energy analyser

- Grafen viser CO₂-utslipp per MWh for gass til bygninger og for varmepumper for Storbritannia, Tyskland, Spania og Nederland.
- Karbonintensiteten til varmepumper er avhengig av kraftmiksen i landet og virkningsgraden til varmepumper. Virkningsgraden ligger typisk mellom 1.5-3. I denne grafen er en virkningsgrad på 2 brukt for varmepumpe og 0.9 for gassfyring.
- Fra et utslippsperspektiv har det vært hensiktsmessig å bytte til varmepumper i flere år, men økonomisk er det først nå det lønner seg. Store økninger i karbonskatt fra 2020 til 2022 har gjort oppvarming med gass dyrere, og det er nå mer lønnsomt med varmepumpe i Nederland og Tyskland.
- Panelovner er ikke konkurransedyktige med gass på grunn av lavere virkningsgrad enn varmepumpe. Det vil ikke være hensiktsmessig å bytte til panelovner før karbonintensiteten til kraftmiksen i landet er under 223 kg CO₂/MWh.

Varmepumper er konkurransedyktige med gassfyring mht. driftskostnader – men investeringsbeslutningen må hensynta totalkostnaden ved å bytte (1/2)



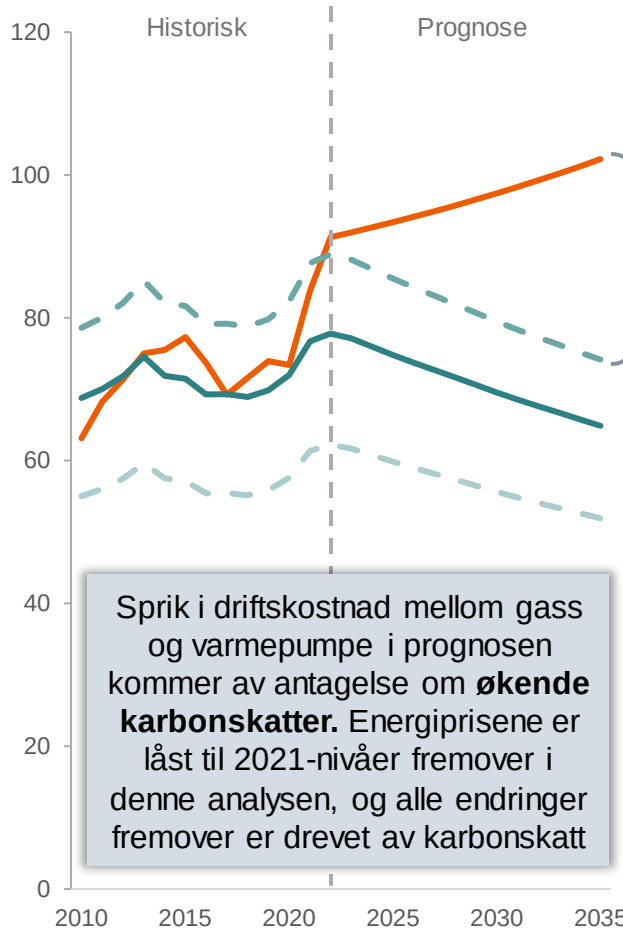
⚡ Storbritannia

Driftskostnader for gassfyring vs. varmepumpe per MWh inkl. karbonskatt EUR/MWh



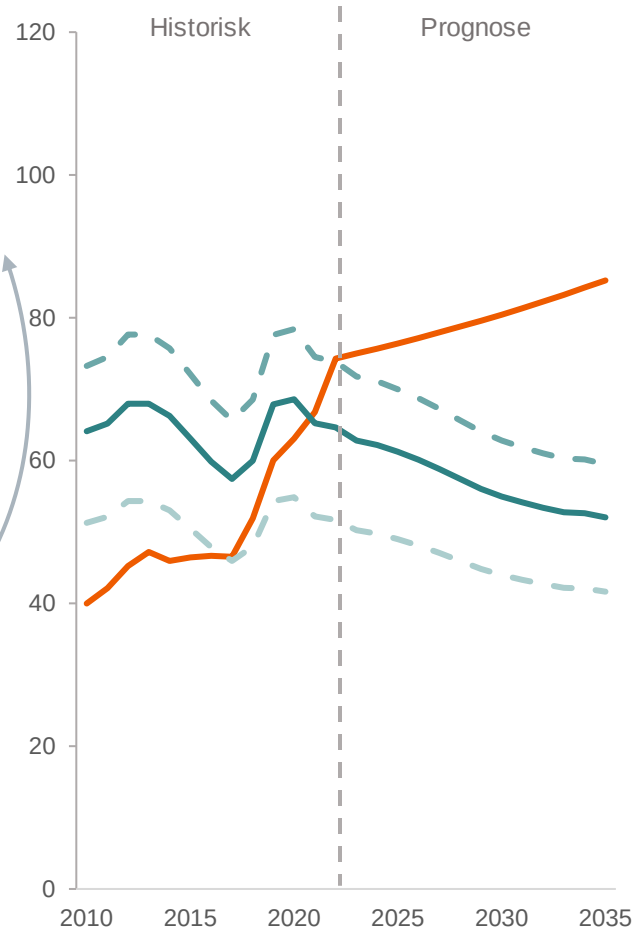
⚡ Tyskland

Driftskostnader for gassfyring vs. varmepumpe per MWh inkl. karbonskatt EUR/MWh



⚡ Nederland

Driftskostnader for gassfyring vs. varmepumpe per MWh inkl. karbonskatt EUR/MWh



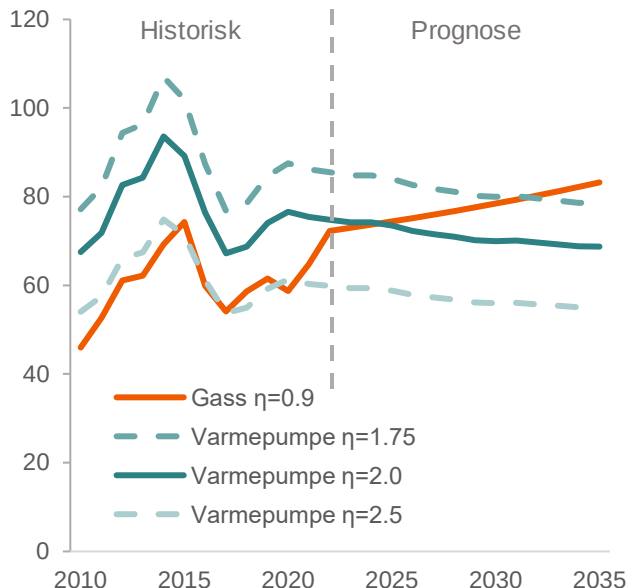
*I Frankrike har varmepumpe vært konkurransedyktig de siste årene på grunn av høyt nivå av kjernekraft
 Source: Rystad Energy Research and Analysis, EU eurostat, IEA EU ETS quota

Varmepumper er konkurransedyktige med gassfyring mht. driftskostnader – men investeringsbeslutningen må hensynta totalkostnaden ved å bytte (2/2)



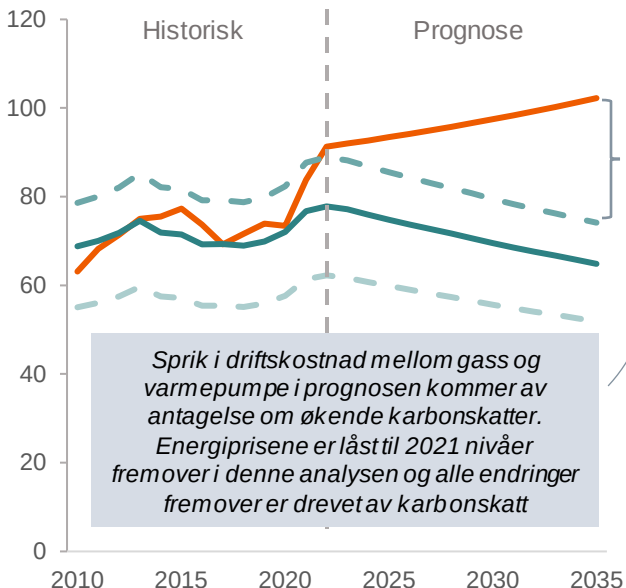
⚡ Storbritannia

Driftskostnader for gassfyring vs. varmepumpe per MWh inkl. karbonskatt EUR/MWh



⚡ Tyskland

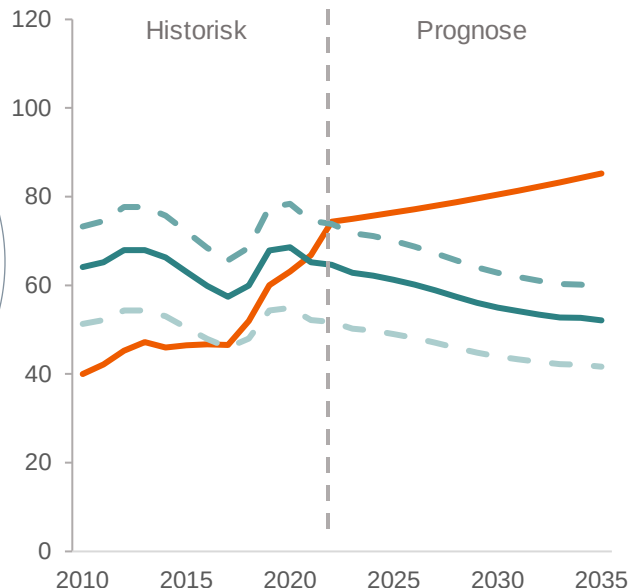
Driftskostnader for gassfyring vs. varmepumpe per MWh inkl. karbonskatt EUR/MWh



Sprik i driftskostnad mellom gass og varmepumpe i prognosen kommer av antagelse om økende karbonskatter. Enerprisene er låst til 2021 nivåer fremover i denne analysen og alle endringer fremover er drevet av karbonskatt

⚡ Nederland

Driftskostnader for gassfyring vs. varmepumpe per MWh inkl. karbonskatt EUR/MWh



- Grafen viser driftskostnader for bruk av gassfyring sammenlignet med varmepumpe per MWh for Storbritannia, Tyskland og Nederland basert på EUs statistikk på priser for gass- og strømpriser for husholdninger. Grafen viser ikke hele investeringsbeslutningen for forbrukere, men er ment som en termometer for hvordan stemningen har endret seg i senere tid. Driften av varmepumpe er nå konkurransedyktig mot gassfyring.
- For Tyskland i 2035 er årlig besparelse med 1.75 virkningsgrad ca. 250 euro for en husholdning som bruker 10 MWh i året. Denne besparelsen må være høyere enn de årlige investeringskostnadene ved å installere, kjøpe og bytte til en varmepumpe for at investeringen skal være lønnsom for husholdningen.
- For å vurdere investeringsbeslutningen må man ta hensyn til kostnadene ved å bytte til varmepumpe og den forventede reduserte driftskostnaden.
- Prognosen viser hvordan karbonskatt påvirker flate strøm- og gasspriser per MWh hvis karbonskatten øker jevnlig med 3.5% per år 2022, i tråd med IEAs prognose for karbonkostnad i 2030 på \$130/tonn CO₂, se vedlegg. Siden det er stor usikkerhet i gass- og strømpris fremover er disse antatt flate, og endring i pris per MWh kommer kun av endring i karbonskatt og karbonintensiteten i de ulike landene. Nedgang i pris per MWh for varmepumpe kommer av at andelen fornybar energi i kraftmiksen øker med en høyere rate enn karbonskatten øker. Høyere gasspriser kommer kun av økt karbonskatt per tonn CO₂.

*I Frankrike har varmepumpe vært konkurransedyktig de siste årene på grunn av høyt nivå av kjernekraft
Source: Rystad Energy Research and Analysis, EU eurostat, IEA EU ETS quota

Gassbruk i industrien forventes å falle med ~10% mot 2035

De tre viktigste etterspørselssegmentene for naturgass er kraftproduksjon, industrien og bygninger

Industri



- Naturgass brukes blant annet i hydrogenproduksjon, papirindustrien, stålproduksjon og plastproduksjon.
- Naturgass brukes både som råvare og for å produsere varme til å drive prosesser.

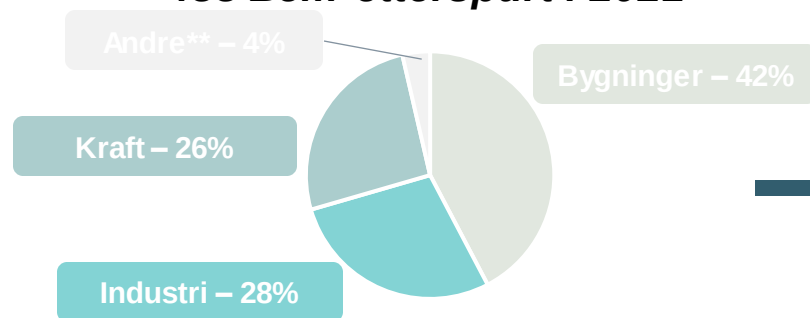
Gassetterspørsel

137
Bcm
(2021)

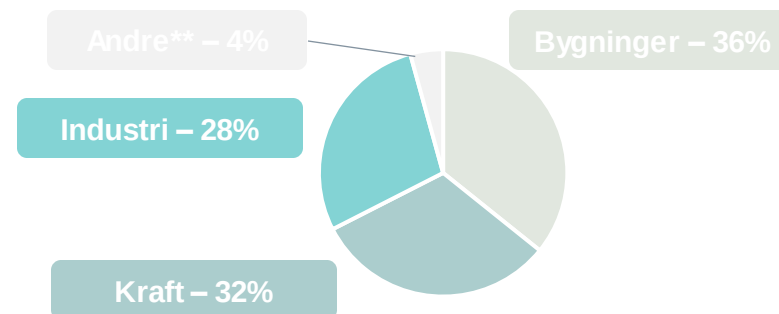


120
Bcm
(2035*)

488 Bcm etterspurt i 2021



424 Bcm etterspurt i 2035*



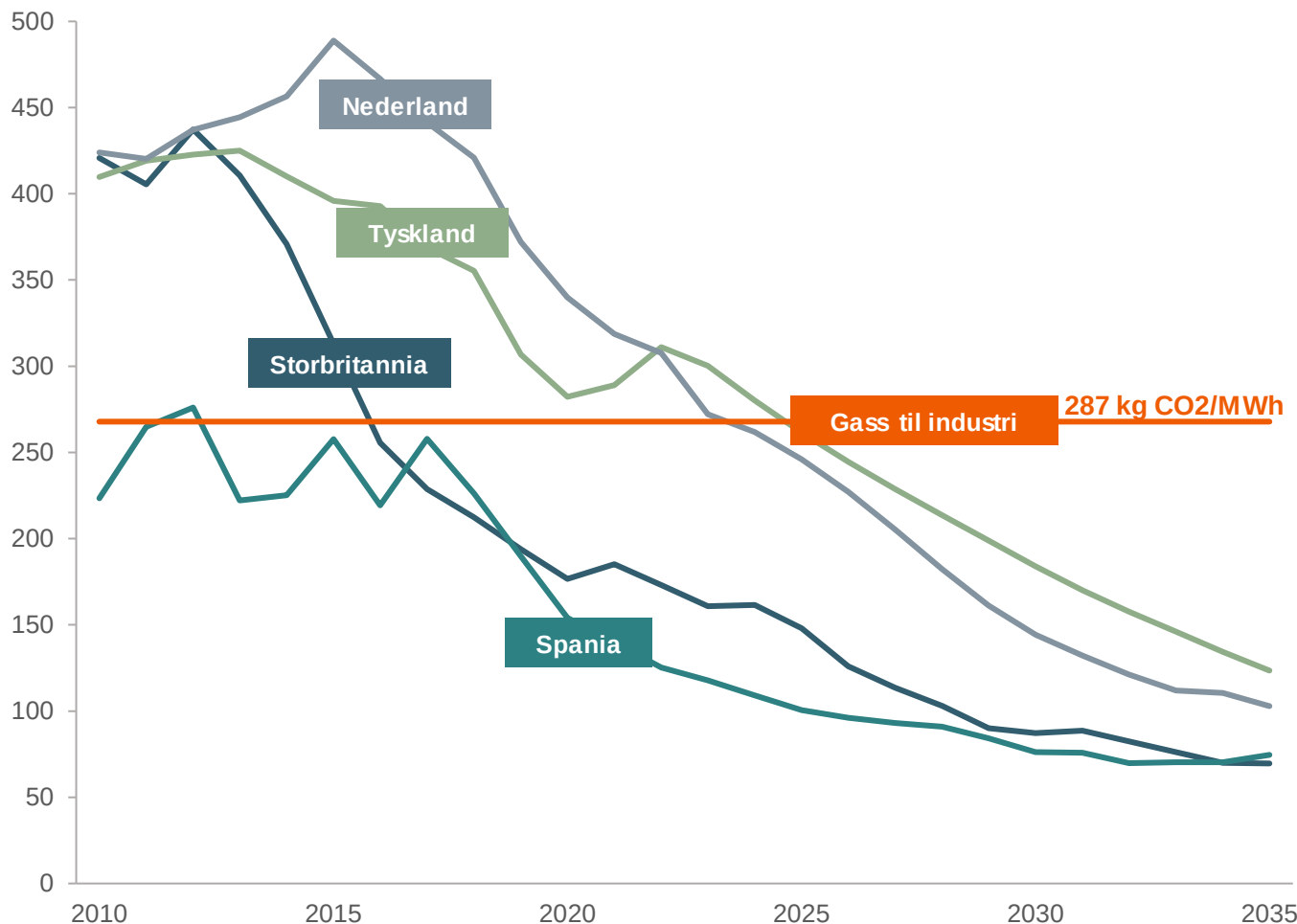
*Antatt etterspørsel basert på Rystad Energy Mean scenario fra GasMarketCube ** En oversikt over hva som inngår i «Andre» er i appendix
Kilde: Rystad Energy analyser



Tyskland og Nederland vil ha høy nok fornybar kraftmiks innen 2024 til at bruk av elkjel er renere enn gass

Karbonintensitet for gass i industri og elkjel per land*

Kg CO₂ per MWh



*Utvalgte EU land med høy etterspørsel etter gass til industri.

Kilde: Rystad Energy analyser

- Grafen viser CO₂-utslipp per MWh for gass brukt i industri og elkjel for Nederland, Tyskland, Spania og Storbritannia.
- Virkningsgraden for bruk av gass i industri varierer med formålet, men ligger mellom 0.6 og 0.8. I denne grafen er det brukt 0.75. For nyere elkjeler, som typisk er alternativet til bruk av gass i industrien, ligger virkningsgraden på 0.95.
- For Storbritannia og Spania har det vært mer klimavennlig å bruke elkjel enn gass i industri siden hhv. 2016 og 2012.
- Hvis karbonintensiteten til kraftproduksjon i Tyskland og Nederland avtar som antatt, vil det være mer klimavennlig å benytte seg av elkjel enn gass fra og med hhv. 2024 og 2023.



Deler av industrien kan elektrifiseres, men det er ikke mulig der naturgass brukes som en råvare

Eksempel på industri

Virkningsgrad

Alternativ

Naturgass som råvare



Lavkarbon hydrogenproduksjon

Man henter ut de fire hydrogen-atomene for hvert metangass-molekyl for å få hydrogen-gass. Karbon-atomet binder seg med oksygen og fanges gjennom karbonfangst.

75%

Biometan

Biometan har samme molekylstruktur og kan dermed erstatte fossil metangass siden hydrogenatomene er tilstede

Naturgass for varme



Papirindustri

Papirindustrien bruker varme for å tørke papir. Temperaturene er lave til middels høye.

60-80%

Elektrisitet

Elektrisitet kan lage varmen man trenger for å tørke papir. Elektriske varmepumper blir presentert som et mulig alternativ



Sementindustri

Sementindustrien krever rundt 1400 grader celsius for å splitte kalkstein. Kalksteinen frigir en del karbon i prosessen og står for rundt 2/3 av det totale CO₂-utslippet.

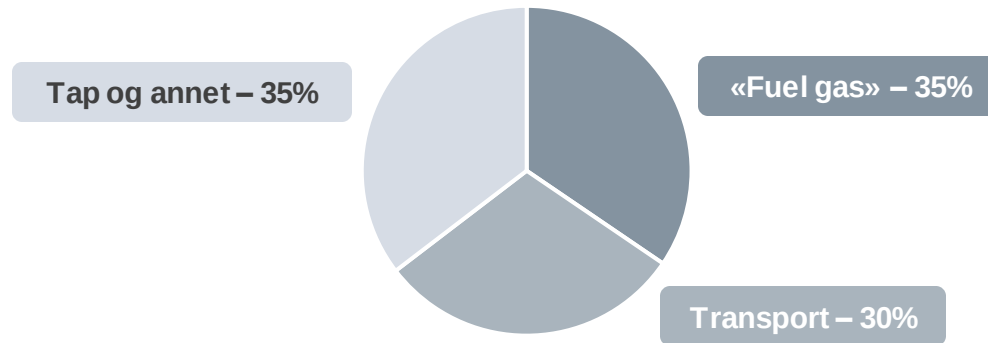
Biomasse + kull + hydrogen

Andre energibærere som er varmeeffektive. Siden hovedandelen av utslippet er uavhengig av energibærer, er utslippsnøytrale energibærere mindre relevant

- Fra et rent utslippsperspektiv har det historisk ikke vært store gevinster ved å elektrifisere industrien, ettersom virkningsgraden for varmedrevet industri er høy og utslippene i kraftsektoren har vært relativt høye.
- Med økt fornybar energiproduksjon synker utslippsintensiteten til kraftproduksjonen, som gjør elektrifisering mer attraktivt fra et rent utslippsperspektiv.
- Så lenge det er en andel gass i kraftproduksjonen er prisen på gass og strømprisen tett korrelert, slik at en enhet energi med strøm er relativt likt priset som en enhet energi i gassform.
- I tillegg vil elektrifisering kreve investeringer i ettermontering av elektrisk anlegg, noe som gjør elektrifisering vanskelig å forsvare finansielt med dagens og til dels fremtidens kraftmiks.

Transport utgjør omtrent en tredjedel av gassetterspørselen fra «andre» segmenter; skipsfart kan bli et viktig undersegment

Brenselsgass, transport og tap utgjør «andre» etterspørselssegmenter for naturgass, ca. 4% av totalen



19 Bcm i 2021

Brenselsgass (fuel gas)



Dekker naturgass som blir brukt i olje- og gassutvinning, samt i gassprosesseringsanlegg.

Estimert å øke frem mot andre halvdel av 2020, før etterspørselen gradvis reduseres mot 2035.

Transport



Dekker drivstoff brukt i biler, skip og andre transportmetoder.

Gassetterspørsel til skip anses å utgjøre en stor andel, siden LNG brukes som et overgang drivstoff frem mot 2050. Bruk av LNG blir primært drevet av regulatoriske krav, for eksempel fra International Maritime Organization.

Himalaya Shipping har 12 skip under konstruksjon som er compatible med både LNG og ammoniakk eller metanol som drivstoff.

Tap og annet



Tap dekker gass brukt for å transportere gass, primært brukt i fordelingsrørledninger.

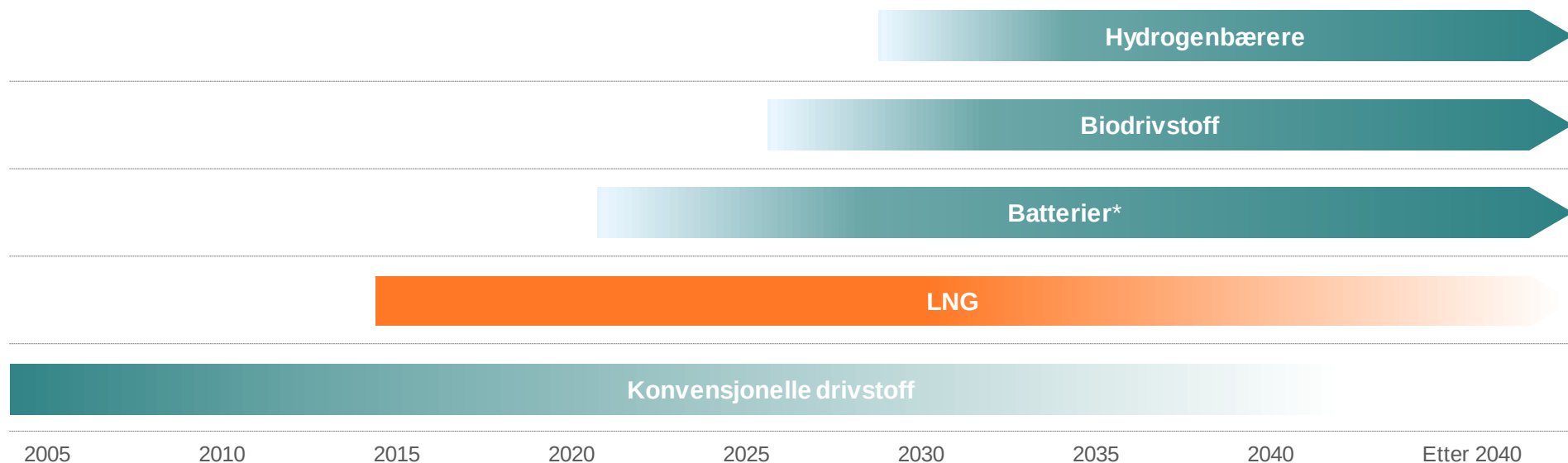
I tillegg dekker denne kategorien gass som blir brukt i uspesifiserte sektorer.

Forventet å holde seg stabil frem mot 2035.

LNG er ventet å bli et viktigere drivstoff for skipsfart frem mot 2030-tallet, deretter kan andre alternativer bli mer foretrukket



Utvikling av foretrukne drivstoff for skipsfart



- Illustrasjonen viser forventet utvikling i modenhet og kommersialitet for forskjellige typer drivstoff som kan benyttes i skipsfart.
- LNG er et drivstoff som slipper ut mindre CO₂ enn konvensjonelle drivstoff, som tungolje, og er allerede tatt i bruk i skip. Fremover mot 2030 er det ventet at en større andel skip vil gå over til å bruke LNG som drivstoff for å redusere CO₂-utslipp og drive i henhold til IMO-regler. Utover 2030-tallet er det forventet at reglene for utslipp fra skipsfart vil bli enda strengere, slik at LNG etter hvert vil bli et mindre relevant drivstoff og andre lavkarbondrivstoff vil bli mer populære. Det er stor usikkerhet rundt hvordan dette vil utvikle seg i fremtiden, og det er blant annet avhengig av videre reguleringer for utslipp fra skipsfarten. Dette kan også utvikle seg på en annen måte i Europa enn i resten av verden.
- Hydrogenbaserte drivstoff kan også lages med naturgass, i kombinasjon med karbonhåndtering. Ammoniakk er et eksempel på et slikt drivstoff. Dermed kan også flere drivstoff enn LNG føre til etterspørsel etter naturgass.
- Batterier er først og fremst ventet å være relevant for skip som trafikkerer korte og kystnære ruter, og er mindre relevant for «deep sea»-ruter.

Kilde: Rystad Energy analyser

Innholdsfortegnelse

Gassmarkedet i 2021

Gass i EU27+UK i 2035

Global gassetterspørrel

Fremtidig gassetterspørrel i EU27+UK

Regulatoriske forhold i EU

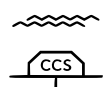
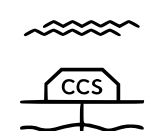
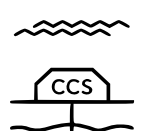
De viktigste gassetterspørrel segmentene

Mekanismer for fullstendig å erstatte naturgass

Rollen til norsk gass i EU27+UK

Vedlegg

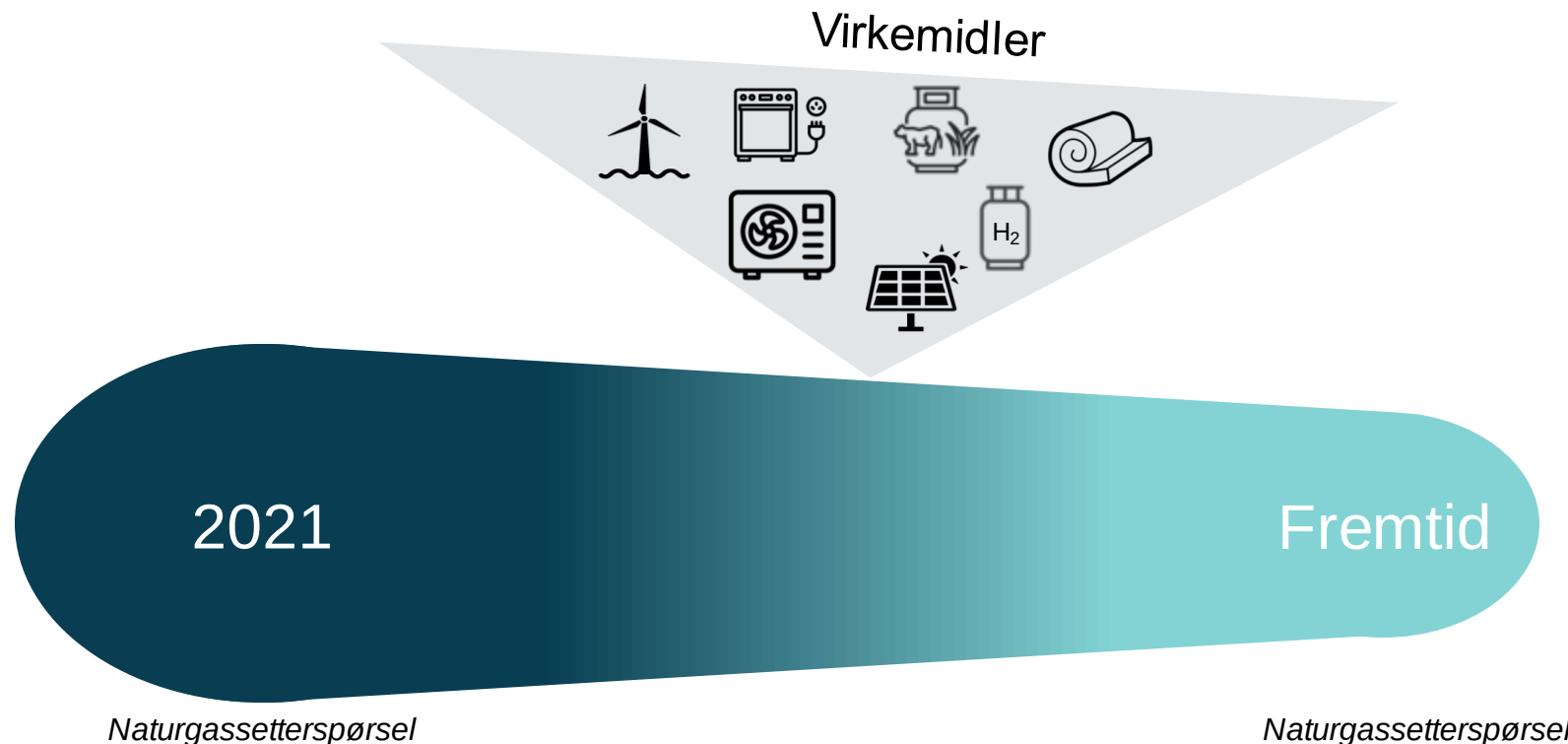
En variert verktøykasse for å redusere bruken og/eller utslippene fra bruk av naturgass

	Kraftproduksjon 	Industri 	Bygninger 
Dekarboniserte elektroner  Bytte ut	 Fornybar energiproduksjon	 Elektrifisering av prosesser	 Elektrifisering
Dekarboniserte molekyler  Bytte ut	 Bytte ut deler eller all naturgass med hydrogen* eller biometan		
Karbonfangst  Gjøre rent	 Karbonfangst med lagring	 Karbonfangst med lagring	 Ikke mulig
Effektivisering  Bruke mindre	 Gjenbruk av overskuddsvarme	 Prosessoptimering	 Isolering

* Både grønn hydrogen gjennom elektrolyse og blå hydrogen med naturgass som råvare
 Kilde: Rystad Energy analyser

Fremtidig gassetterspørrel i EU27+UK vil avhenge av hvilke virkemidler som blir benyttet

Ulike dekarboniseringsvirkemidler vil påvirke fremtidens naturgassetterspørrel



- Dekarboniseringsvirkemidler vil kunne erstatte naturgass og dermed redusere etterspørselen etter naturgass i EU27+UK fremover.
- Dette kan foregå i samtlige etterspørselssektorer, da ulike virkemidler egner seg best til ulike områder og til sammen dekker alle sektorer.
- Biometan egner seg godt i industrier der naturgass blir brukt som råvare, fordi biometan har samme kjemiske struktur, mens fornybar kraftproduksjon kan erstatte naturgass for kraft.
- En kombinasjon av ulike virkemidler er det mest sannsynlige. Hvilke dette blir vil avhenge av politiske beslutninger, insentiver, kostnader og teknologisk utvikling.



Hva krever de fire hovedveiene for å dekarbonisere naturgass?

	Kraftproduksjon 127 Bcm 	Industri 137 Bcm 	Bygninger 205 Bcm 	Totalt behov for NY utløst kapasitet	Dagens situasjon
Dekarboniserte elektroner  Bytte ut	700 TWh*	530 TWh**	785 TWh***	2015 TWh	1164 TWh EU27 + UK fornybar produksjon i 2021 100 TWh Rystad Energy Mean case har en gjennomsnittlig årlig vekstrate på rundt 6%, tilsvarende rundt 100 TWh

En komplett elektrifisering av total gassetterspørsel krever **2015 TWh** med ny fornybar energi **utover omtrent 1000 TWh** som kreves for å dekke ny etterspørsel og utfasing av kull.

Dette tilsvarer **155** Sørilige Nordsjø II (3 GW) havvindsparker, eller **31 000** vindmøller***

En slik økning tilsvarer en årlig vekst på rundt 145 TWh, som er **mer enn tre ganger** den årlige veksten mellom 2010 og 2021

* Antar 50% effektivitet; ** Antar at 50% av etterspørselen kan elektrifiseres med 70% virkningsgrad; *** Antar man bytter vekk fra 90% virkningsgrad til varmepumper med virkningsgrad på 2.5
 **** Antar 15 MW vindmøller som er forventet å bli standard fremover; Kilde: Rystad Energy analyser; Global CSS Institute; IEA; Endrava; Edwards, Rodger; Gas for Climate; European Biogas Association



Hva krever de fire hovedveiene for å dekarbonisere naturgass?

Kraftproduksjon
127 Bcm



Industri
137 Bcm



Bygninger
205 Bcm



**Totalt behov
for NY utløst
kapasitet**

Dagens situasjon

Et komplett skifte til biometan krever biomasse tilsvarende **190 millioner trær***
årlig

**Dekarboniserte
molekyler
Biometan**



Bytte ut

127 bcm

137 bcm

205 bcm

470 bcm

3 bcm
Produksjon av biometan i 2020

28 - 34 bcm
Europeisk biometan produksjon estimert i 2035

En tidobling av produksjon mot 2035 vil kun tilsvare **5% av nødvendig produksjon**

Komplett utskiftning krever en vekstrate som er **16 ganger** så høy som forventet

* Antar 20 MJ/kg for tremasse, og at gjennomsnittstreet veier 5 tonn

Kilde: Rystad Energy analyser; Global CSS Institute; IEA; Endrava; Edwards, Rodger; Gas for Climate; European Biogas Association; Multidisciplinary Digital Publishing Institute

Årlig vekst tilsvarende totalt produksjonsmål i 2030 er nødvendig for full dekarbonisering 

Hva krever de fire hovedveiene for å dekarbonisere naturgass?

Kraftproduksjon
127 Bcm



Industri
137 Bcm



Bygninger
205 Bcm



**Totalt behov
for NY utløst
kapasitet**

Dagens situasjon

EUs mål i 2030 er å produsere 10 millioner tonn grønt hydrogen

Målet er dermed **under 10% av nødvendig produksjon**

Global produksjon i 2021 var på rundt 75 millioner tonn, rundt halvparten av det som er nødvendig i EU27+UK

**Dekarboniserte
molekyler
Hydrogen**



Bytte ut

39 Mt

42 Mt

63 Mt

144 Mt

0.05 Mt
Produksjon av blå og grønn hydrogen i
EU27+UK i 2021

10 Mt
EU mål i 2030 for grønn produksjon

Full dekarbonisering vil kreve **en årlig vekst på 10 millioner tonn**, tilsvarende den totale kapasiteten i 2030

Hva krever de fire hovedveiene for å dekarbonisere naturgass?

Kraftproduksjon
127 Bcm



Industri
137 Bcm



Bygninger
205 Bcm



**Totalt behov
for NY utløst
kapasitet**

Dagens situasjon

Komplett fangst tilsvarer **185** fulle Northern Lights-prosjekter*

I 2020 ble 39 millioner tonn CO2 fanget globalt.

Global fangstkapasitet tilsvarer **under 5% av årlig kapasitet** som trengs i EU27+UK for å fange alle utslipp fra naturgass

Karbonfangst



Gjøre rent

254 Mt

274 Mt

410 Mt

938 Mt

35 prosjekter planlagt
I Europa, men ingen reell kapasitet per 2021

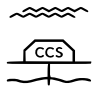
185 Northern Lights
tilsvarer 938 Mt

* To faser, total fangstkapasitet på 5 millioner tonn CO2 årlig

Kilde: Rystad Energy analyser; Global CCS Institute; IEA; Endrava; Edwards, Rodger; Gas for Climate; European Biogas Association

EU er godt i gang med å modne verktøykassen for dekarbonisering, men lang vei igjen

Hva krever de fire hovedveiene for å dekarbonisere naturgass

	Kraftproduksjon 127 Bcm 	Industri 137 Bcm 	Bygninger 205 Bcm 	Totalt behov for NY utløst kapasitet	Dagens situasjon
Dekarboniserte elektroner  Bytte ut	700 TWh*	530 TWh**	785 TWh***	2015 TWh	1164 TWh EU27 + UK fornybar produksjon i 2021 100 TWh Rystad Energy Mean case har en gjennomsnittlig årlig vekstrate på rundt 6%, tilsvarende rundt 100 TWh
Dekarboniserte molekyler Biometan  Bytte ut	127 bcm	137 bcm	205 bcm	470 bcm	3 bcm Produksjon av biometan og biogass i 2020 28 - 34 bcm Europeisk biometan produksjon estimert i 2035
Dekarboniserte molekyler Hydrogen  Bytte ut	39 Mt	42 Mt	63 Mt	144 Mt	0.05 Mt Produksjon av blå og grønn hydrogen i EU27+UK i 2021 10 Mt EU mål i 2030 for grønn produksjon
Karbonfangst  Gjøre rent	254 Mt	274 Mt	410 Mt	938 Mt	35 prosjekter planlagt I Europa, men ingen reell kapasitet per 2021 185 Northern Lights tilsvarer 938 Mt

* Antar 50% effektivitet; ** Antar at 50% at etterspørselen kan elektrifiseres med 70% virkningsgrad; *** Antar man bytter vekk fra 90% virkningsgrad til varmepumper med virkningsgrad på 2.5
 Kilde: Rystad Energy analyser; Global CSS Institute; IEA; Endrava; Edw ards, Rodger; Gas for Climate; European Biogass Association

Innholdsfortegnelse

Gassmarkedet i 2021

Gass i EU27+UK i 2035

Rollen til norsk gass i EU27+UK

Fremtidig importbehov i EU27+UK

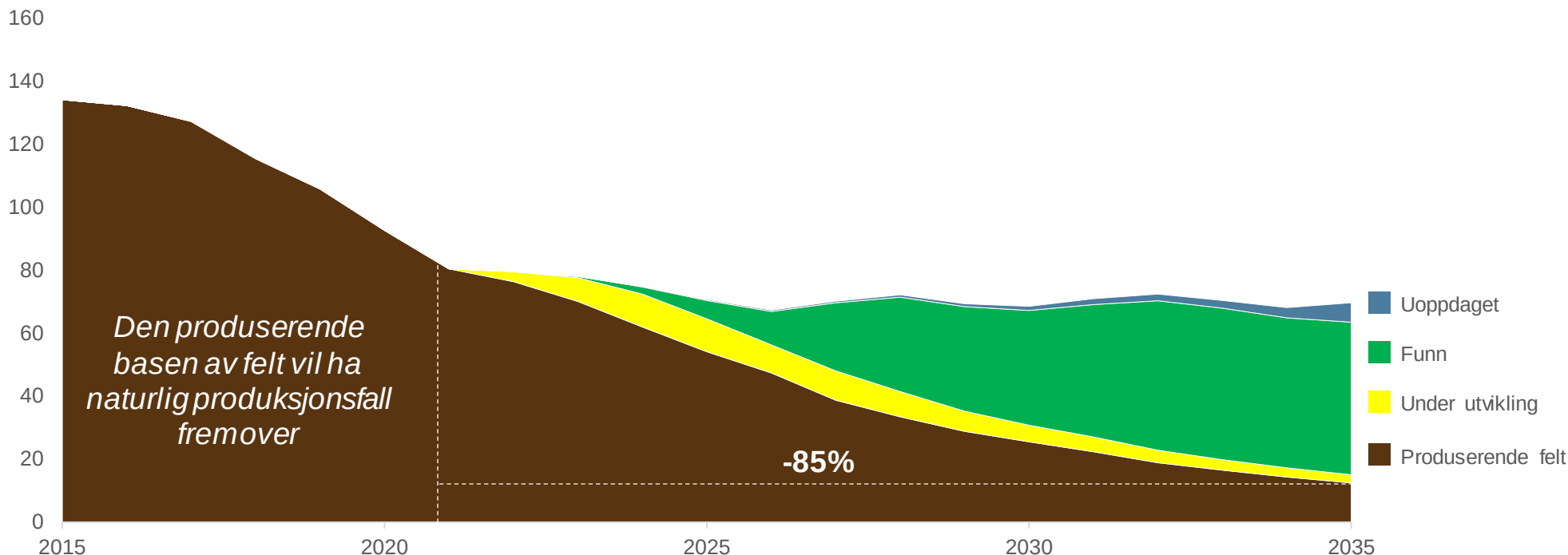
Konkurransen til norsk gass

Vedlegg

Lokal produksjonsutvikling i EU27+UK fra 2015 til 2035

Gassproduksjon fordelt på livssyklus i EU27+UK

Milliarder kubikkmeter (Bcm)

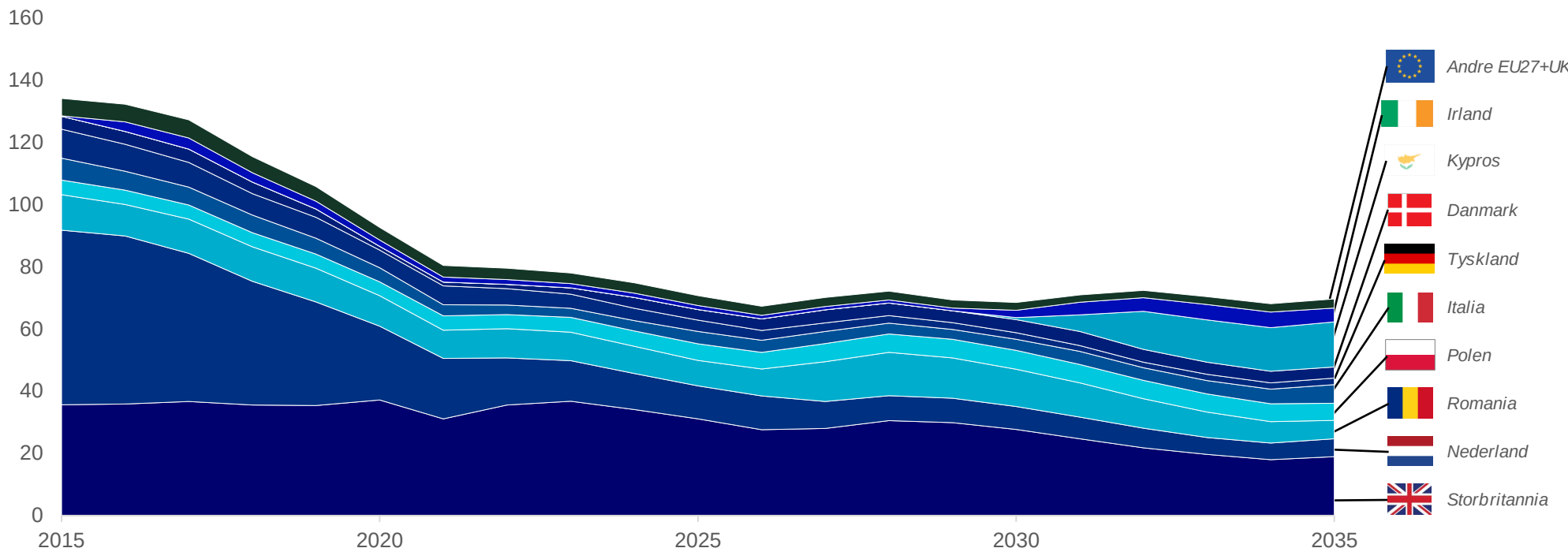


- Grafen viser livssyklusen til de feltene som inngår i Rystad Energys produksjonsestimater for EU27+UK.
- De produserende feltene i EU27+UK er forventet å falle med 85% fra 2021 til 2035. EU27+UK er avhengig av flere nye sanksjonerte felter og/eller faser for å vedlikeholde produksjonsnivåer i samme størrelsesorden som i dag.

Lokal produksjonsutvikling i EU27+UK fra 2015 til 2035

Gassproduksjon fordelt på land i EU27+UK

Milliarder kubikkmeter (Bcm)



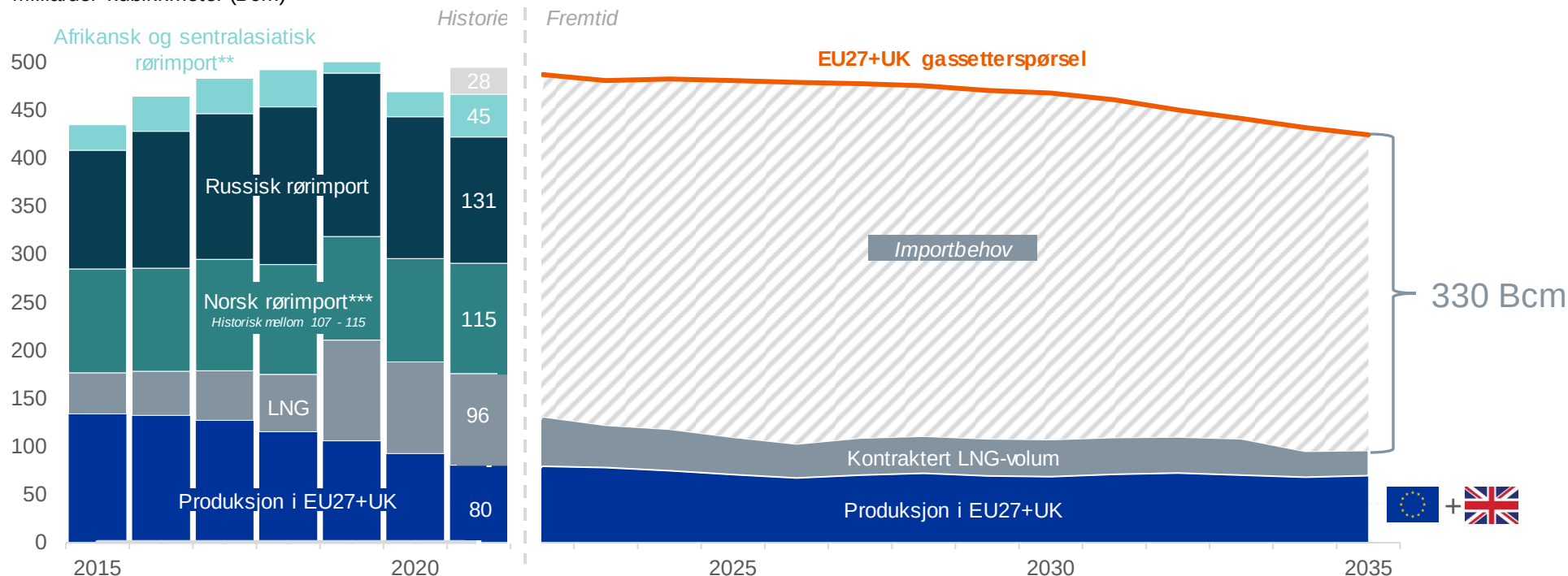
- Grafen viser gassproduksjon i alle landene i EU27+UK. Gassproduksjonen er forventet å falle fremover, før den mot slutten av perioden er avhengig av sanksjoneringsaktivitet for å holde seg relativt stabil i perioden etter 2025.
- De største gassproduserende landene i EU27+UK er Storbritannia, Nederland og Romania. Produksjonen i Storbritannia vil være nokså stabil i årene fremover, mens Nederland har opplevd store produksjonsfall etter at Groningen har blitt stengt ned.

EU27+UK vil ha behov for å importere over 300 Bcm naturgass i 2035

EU27+UK er avhengige av gassimport for å dekke behovet

Produksjons- og importutvikling i EU27+UK

Milliarder kubikkmeter (Bcm)



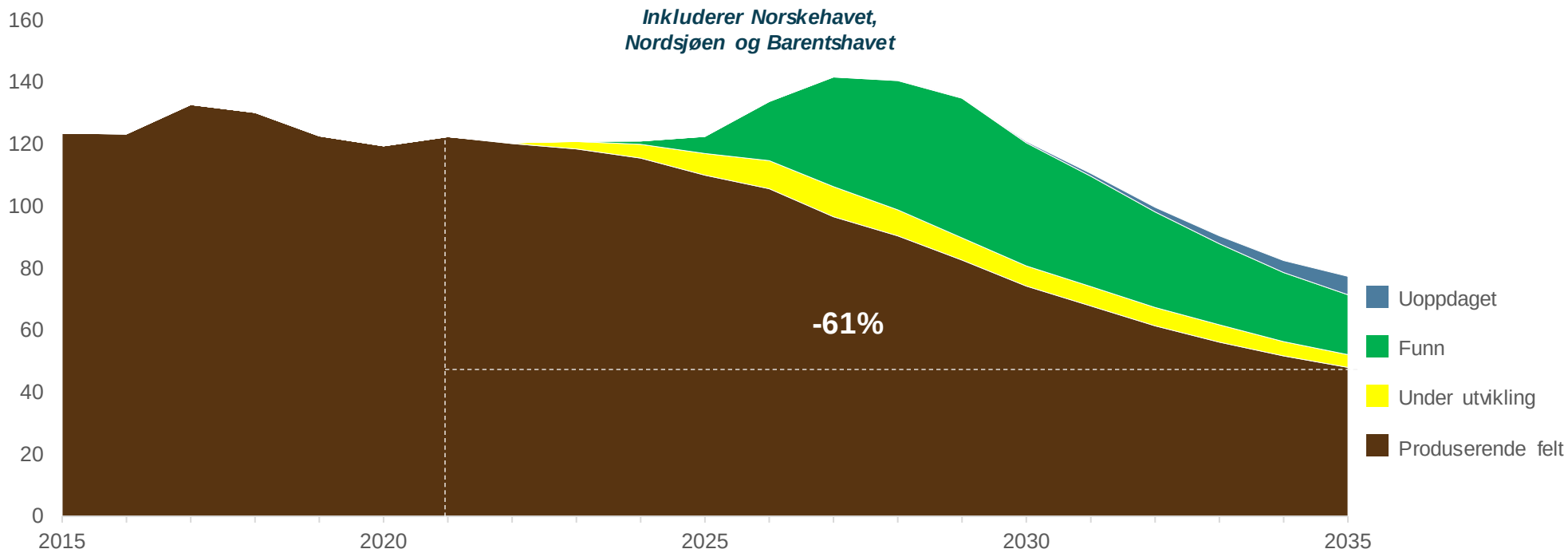
- Grafen viser hvordan gassetterspørselen i EU27+UK har blitt dekket fra 2015 til 2021 og hvordan importbehovet for gass i EU27+UK vil se ut frem mot 2035, basert på estimater for etterspørsel, kontraktert LNG-volum og egenproduksjon.
- Fordelingen av forskjellige importkilder til EU27+UK vil være avhengig av prisen gassen kan leveres for, utslippene som kommer ved å produsere gassen og etterspørselen etter gass. LNG har mye høyere utslipp og kostnader enn norsk rørgass, og det er forventet at Norge vil ta en signifikant del av totalimporten.

*Gassmarkedet er alltid i balanse, så enten importeres det gass eller så trekkes det av lagerbeholdning. **Majoriteten utgjøres av afrikansk rørimport. ***Tall for norsk rørimport til EU27+UK er basert på OD sine estimater for norsk rørgasseksport til Europa. Kilde: Rystad Energy analyser; Rystad Energy GasMarketCube; OD

Produksjonsutvikling i Norge fra 2015 til 2035, fordelt på livssyklus

Norsk gassproduksjon fordelt på livssyklus

Milliarder kubikkmeter (Bcm)



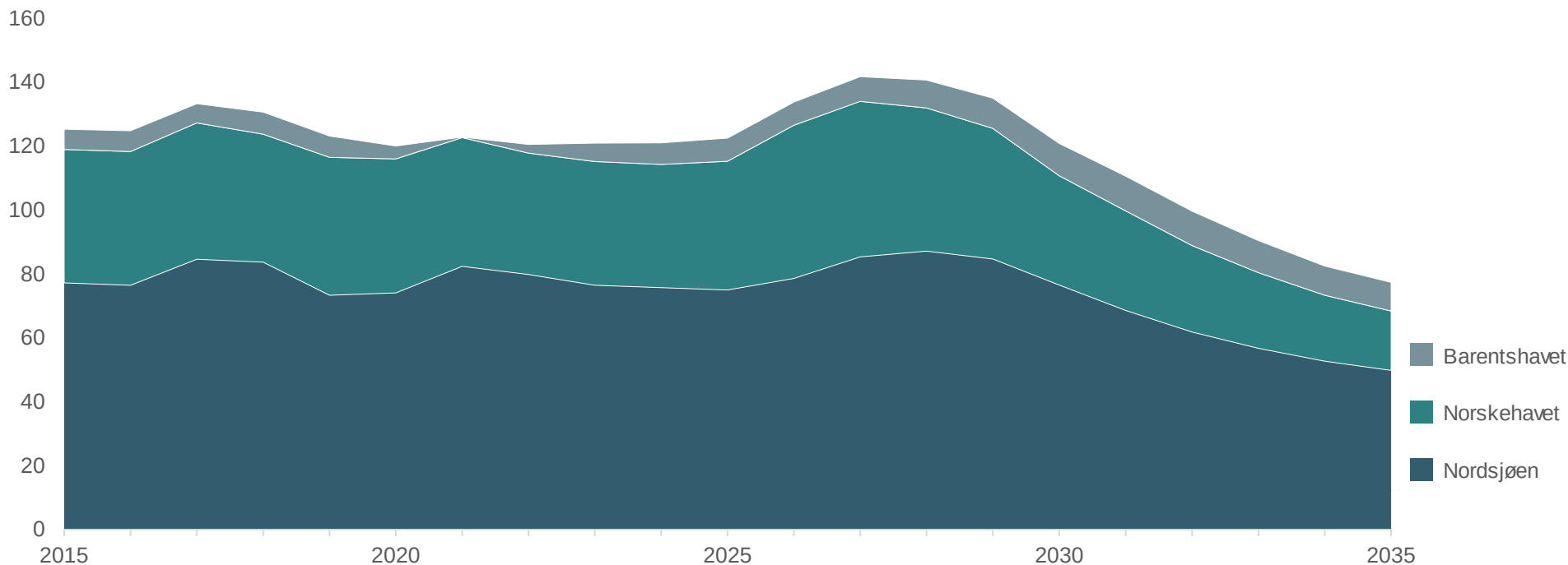
- Grafen viser produsert gassvolum i Norge fordelt på livssyklus fra 2015 til og med 2035. Tallene inkluderer forventet produksjon fra Norskehavet, Nordsjøen og Barentshavet frem mot 2035.
- Produserende felter i dag vil ha naturlig fall i produksjonen, noe som gjør at man fremover vil være avhengig av nye utbygginger for å opprettholde norsk naturgassproduksjon.
- Troll og Troll Vest vil være viktige leverandører av naturgass på norsk sokkel de neste 15 årene.
- Sanksjoneringsaktiviteten på norsk sokkel har vært høy på grunn av det midlertidige skatteregimet som ble innført under Covid-19-pandemien.

Kilde: Rystad Energy analyser; Rystad Energy UCube

Produksjonsutvikling i Norge fra 2015 til 2035, fordelt på område

Norsk gassproduksjon fordelt på område

Milliarder kubikkmeter (Bcm)



- Grafen viser produsert gassvolum i Norge fordelt på område fra 2015 til og med 2035.
- Den største andelen av norsk gass produseres i Nordsjøen. Gass fra Nordsjøen og Norskehavet kan eksporteres til kontinentet gjennom eksisterende infrastruktur. Dette er de største kildene til norsk rørgasseksport til EU27+UK.
- Gass som produseres i Barentshavet eksporteres som LNG fra Snøhvit-feltet via prosesseringsanlegget på Melkøya i Hammerfest.

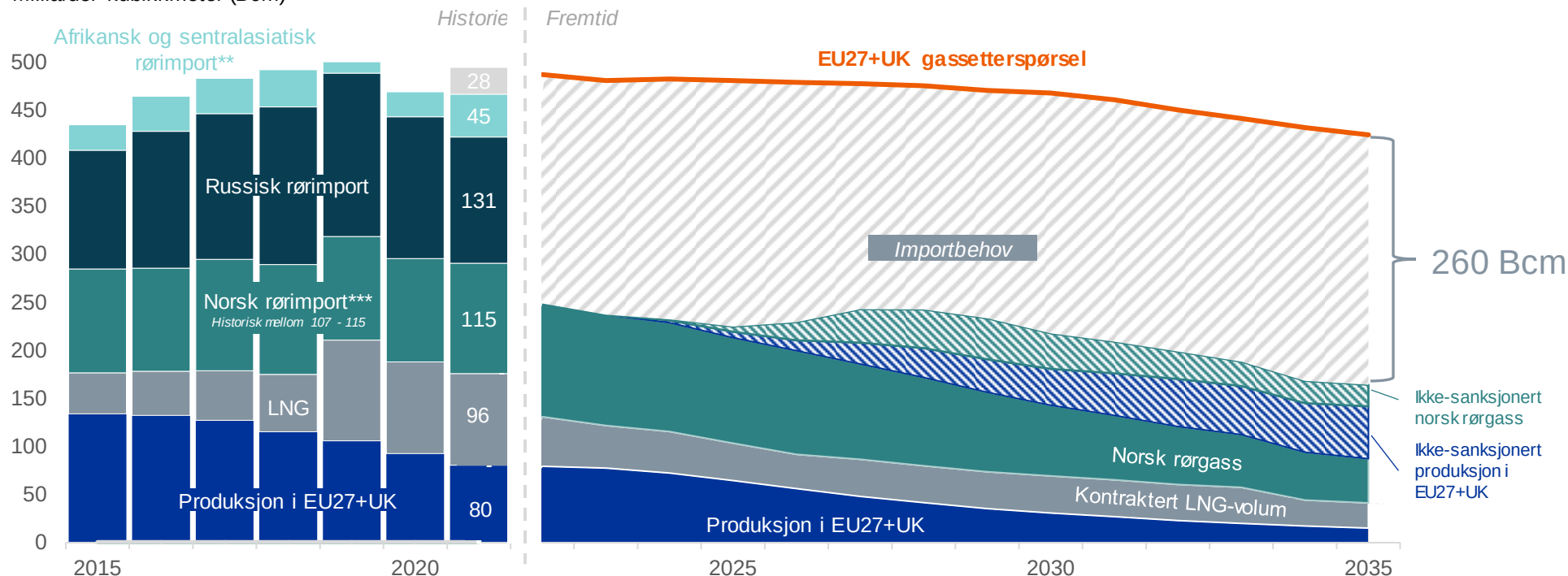
Kilde: Rystad Energy analyser; Rystad Energy UCube

EU27+UK er avhengig av import, leting og sanksjonering av funn for å dekke gassbehovet

Produksjonsutvikling i EU27+UK og Norge avhenger av sanksjonering

Produksjons- og importutvikling i EU27+UK

Milliarder kubikkmeter (Bcm)



- Grafen viser hvordan gassetterspørselen i EU27+UK har blitt dekket fra 2015 til 2021 og hvordan importbehovet for gass i EU27+UK vil se ut frem mot 2035, basert på estimater for etterspørsel, kontraktert LNG-volum og egenproduksjon.
- Skravert område i blått viser volumer i EU27+UK som ikke er sanksjonert og utgjør totalt 395 Bcm. Tilsvarende skravert område i grønt viser Norge, der ikke-sanksjonerte volumer utgjør 313 Bcm.
- Importbehovet til EU27+UK på omtrent 260 Bcm er derfor avhengig av sanksjonering av konkurransedyktige og kommersielle volumer i henhold til Rystad Energys estimater i UCube. Uten sanksjonering vil importbehovet være omtrent 340 Bcm.
- Fordelingen mellom ulike importkilder til EU27+UK vil være avhengig av prisen gassen kan leveres for, utslippene som kommer ved å produsere gassen, og etterspørselen etter gass. LNG har mye høyere utslipp og kostnader enn norsk rørgass, og det er forventet at Norge vil ta en signifikant del av totalimporten.

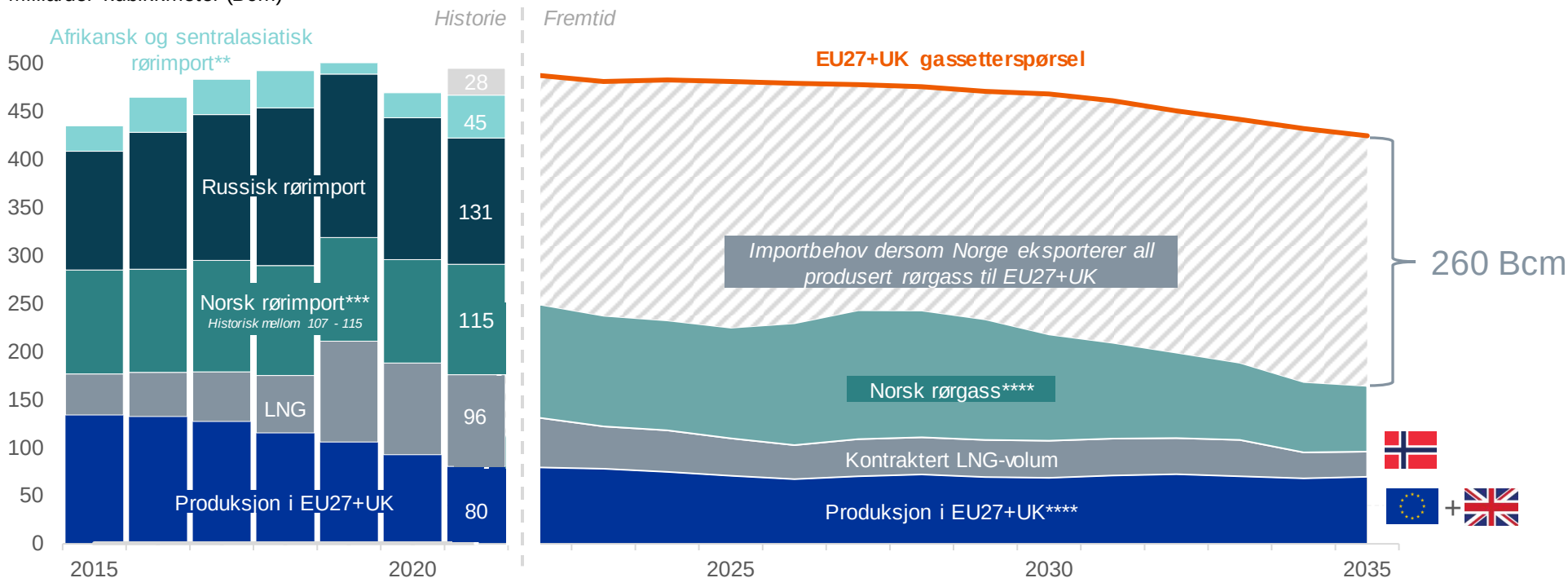
*Gassmarkedet er alltid i balanse, så enten importeres det gass eller så trekkes det av lagerbeholdning. **Majoriteten utgjøres av afrikansk rørimport. ***Tall for norsk rørimport til EU27+UK er basert på OD sine estimater for norsk rørgasseksport til Europa. Kilde: Rystad Energy analyser; Rystad Energy GasMarketCube; Rystad Energy UCube; OD

EU27+UK med behov for ca. 260 Bcm import i året om all norsk rørgass eksporteres

EU27+UK er avhengige av gassimport for å dekke behovet

Produksjons- og importutvikling i EU27+UK

Milliarder kubikkmeter (Bcm)



- Grafen viser hvordan gassetterspørselen i EU27+UK har blitt dekket fra 2015 til 2021, og hvordan importbehovet for gass i EU27+UK vil se ut frem mot 2035 basert på estimater for etterspørsel, kontraktert LNG-volum og egenproduksjon, samt dersom Norge eksporterer all produksjon fra Nordsjøen og Norskehavet gjennom rør til EU27+UK.
- Dersom Norge eksporterer 100% av den produserte gassen i Nordsjøen og Norskehavet, vil det fremover være behov for rundt 260 Bcm ytterligere import til EU27+UK. Det totale importbehovet i 2035 uten norsk rørgass er forventet å ligge rundt 330 Bcm.
- Fordelingen mellom ulike importkilder til EU27+UK vil være avhengig av prisen gassen kan leveres for, utslippene som kommer ved å produsere gassen, og etterspørselen etter gass. LNG har mye høyere utslipp og kostnader enn norsk rørgass, og det er forventet at Norge vil ta en signifikant del av totalimporten.

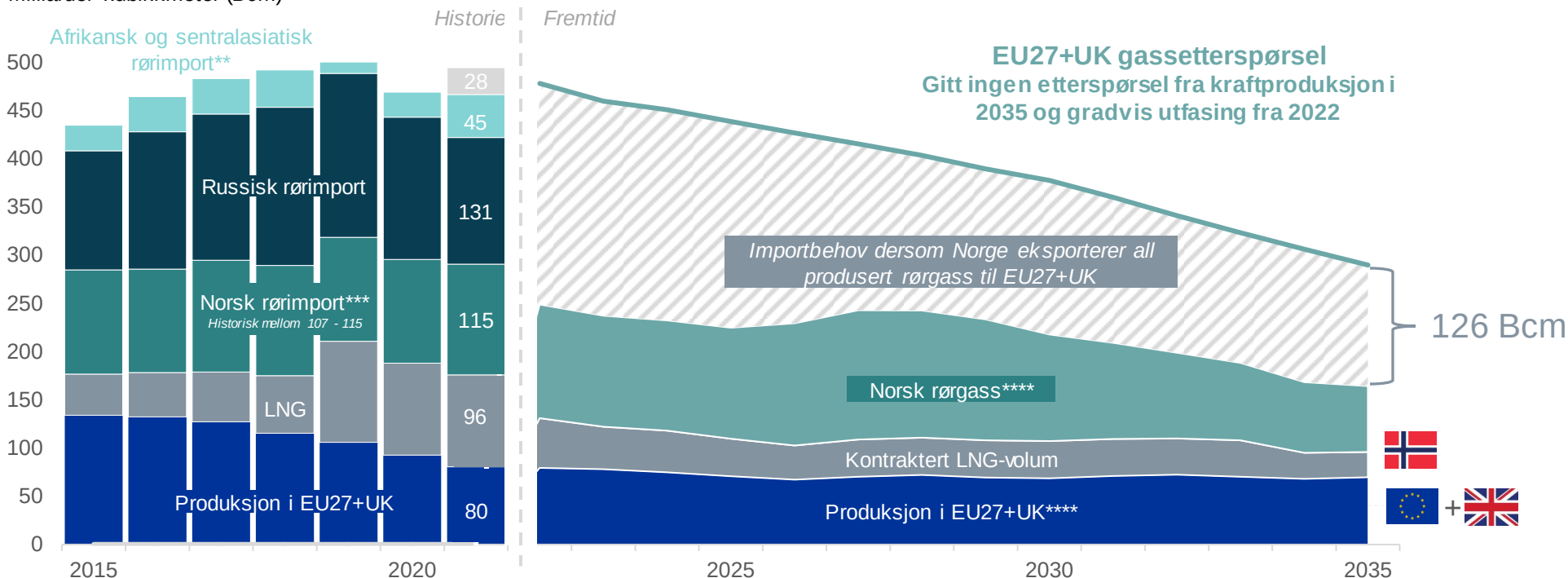
*Gassmarkedet er alltid i balanse, så enten importeres det gass eller så trekkes det av lagerbeholdning. **Majoriteten utgjøres av afrikansk rørimport. ***Tall for norsk rørimport til EU27+UK er basert på OD sine estimater for norsk rørgasseksport til Europa. ****Inkluderer funn og uoppdagede ressurser. Kilde: Rystad Energy analyser; Rystad Energy GasMarketCube; Rystad Energy UCube; OD

Behov for ytterligere gassimport selv ved bortfall av gassetterspørselen fra kraftsektoren

Scenario: All gassetterspørsel fra kraftproduksjon er borte i 2035

Produksjons- og importutvikling i EU27+UK

Milliarder kubikkmeter (Bcm)



- Grafen viser hvordan gassetterspørselen i EU27+UK har blitt dekket fra 2015 til 2021, og hvordan importbehovet for gass i EU27+UK vil se ut frem mot 2035 dersom man antar ingen gassetterspørsel fra kraftsektoren i 2035, samt estimater for egenproduksjon av gass i EU27+UK og antagelsen om at Norge eksporterer all gass til EU27+UK.
- Antagelsen om ingen gassetterspørsel fra kraftsektoren i 2035 bygger på forutsetningen om en dekarbonisert kraftsektor i 2035 gjennom produksjon av kraft fra fornybare kilder, erstatning av naturgass med hydrogen og biometan, og gjenbruk av overskuddsvarme. Utfasingen av gass antas å skje gradvis fra 2022.
- Dersom Norge eksporterer 100% av den produserte gassen vil det i 2035 være behov for omtrent 126 Bcm ytterligere gassimport i 2035 til EU27+UK. Det totale importbehovet er forventet å ligge i overkant av 200 Bcm.

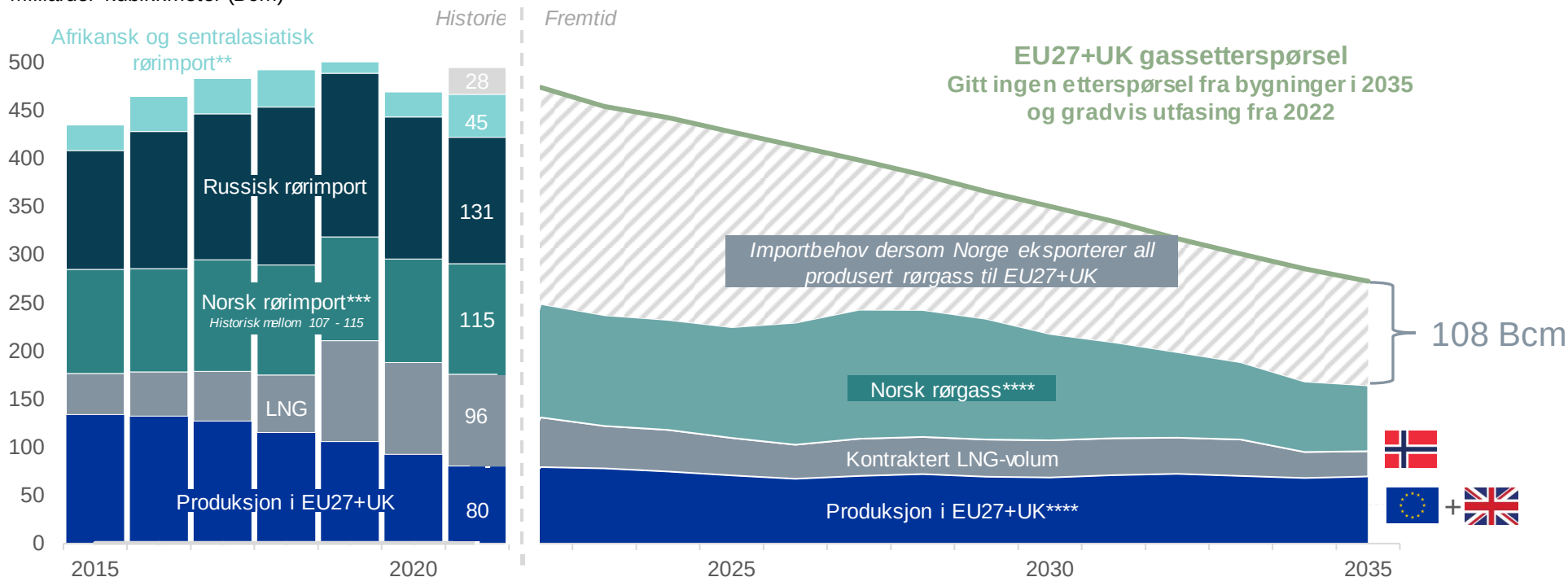
*Gassmarkedet er alltid i balanse, så enten importeres det gass eller så trekkes det av lagerbeholdning. **Majoriteten utgjøres av afrikansk rørimport. ***Tall for norsk rørimport til EU27+UK er basert på OD sine estimater for norsk rørgasseksport til Europa. ****Inkluderer funn og uoppdagede ressurser. Kilde: Rystad Energy analyser; Rystad Energy GasMarketCube; Rystad Energy UCube; OD

EU27+UK må importere ca.100 Bcm i tillegg til norsk gass hvis bygninger elektrifiseres

Scenario: All gassetterspørsel fra bygninger er borte i 2035

Produksjons- og importutvikling i EU27+UK

Milliarder kubikkmeter (Bcm)



- Grafen viser hvordan gassetterspørselen i EU27+UK har blitt dekket fra 2015 til 2021, og hvordan importbehovet for gass i EU27+UK vil se ut frem mot 2035 dersom man antar ingen gassetterspørsel fra bygninger i 2035, samt estimater for egenproduksjon av gass i EU27+UK og antagelsen om at Norge eksporterer all gass til EU27+UK.
- Antagelsen om ingen gassetterspørsel fra bygninger i 2035 bygger på forutsetningen om dekarbonisering av bygningssegmentet i 2035 ved at husstander elektrifiseres i stedet for å bruke gass til oppvarming, og at bygninger isoleres slik at varme ikke forsvinner. Utfasingen av gass antas å skje gradvis fra 2022.
- Dersom Norge eksporterer 100% av den produserte gassen vil det i 2035 være behov for 108 Bcm ytterligere gassimport i 2035 til EU27+UK. Det totale importbehovet er forventet å være rundt 200 Bcm.

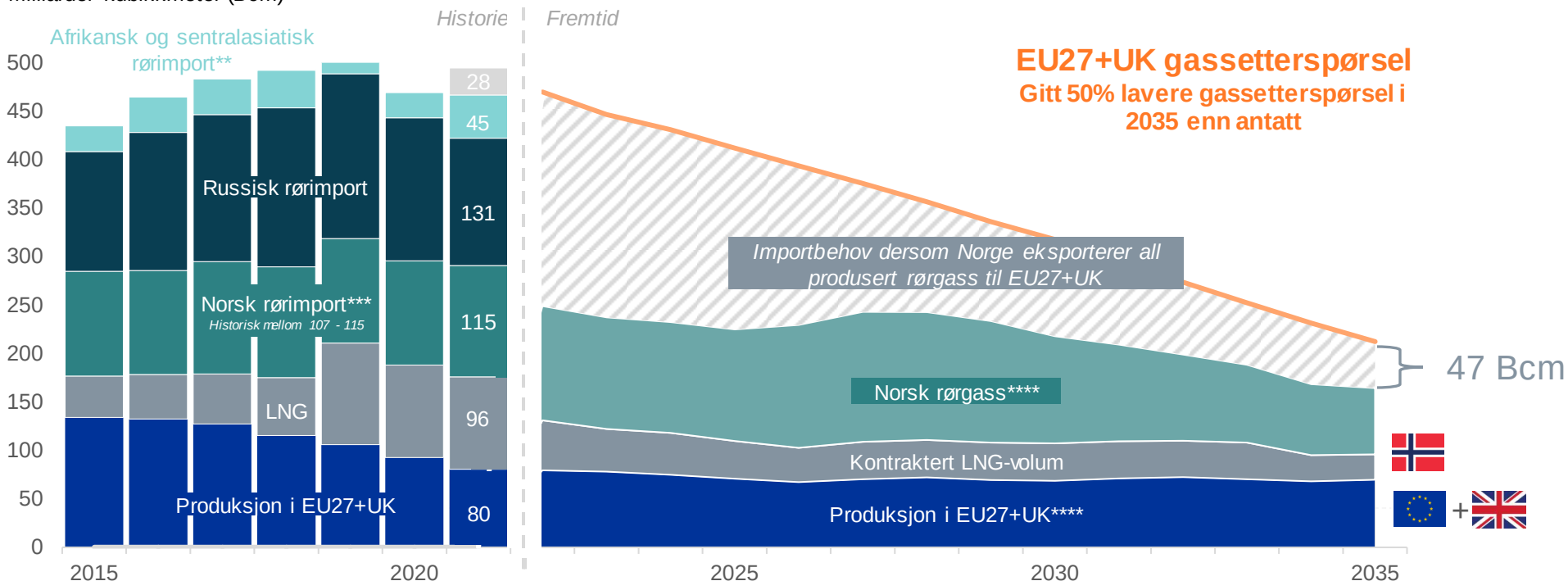
*Gassmarkedet er alltid i balanse, så enten importeres det gass eller så trekkes det av lagerbeholdning. **Majoriteten utgjøres av afrikansk rørimport. ***Tall for norsk rørimport til EU27+UK er basert på OD sine estimater for norsk rørgasseksport til Europa. ****Inkluderer funn og uoppdagede ressurser. Kilde: Rystad Energy analyser; Rystad Energy GasMarketCube; Rystad Energy UCube; OD

Betydelig behov for gassimport selv hvis gassetterspørselen halveres i EU27+UK

Scenario: Halvert gassetterspørsel i 2035

Produksjons- og importutvikling i EU27+UK

Milliarder kubikkmeter (Bcm)



- Grafen viser hvordan gassetterspørselen i EU27+UK har blitt dekket fra 2015 til 2021, og hvordan importbehovet for gass i EU27+UK vil se ut frem mot 2035 dersom man antar ingen gassetterspørsel fra bygninger i 2035, samt estimer for egenproduksjon av gass i EU27+UK og antagelsen om at Norge eksporterer all gass til EU27+UK. En halvering tilsvarer ca. 25 Bcm årlig, som er ca. 175 TWh med energi i året.
- EU har mål om å redusere andelen naturgass av totalt energikonsum. Her antar vi en halvering av naturgassetterspørsel i 2035, noe som krever at fornybar- og lavkarbondgasser som biometan og hydrogen erstatter behovet for fossil naturgass. Det antas en gradvis reduksjon i gassetterspørsel, ettersom det tar tid å etablere produksjonskapasitet for biometan og hydrogen.
- Dersom Norge eksporterer 100% av den produserte gassen vil det i 2035 være behov for omtrent 47 Bcm ytterligere gassimport i 2035 til EU27+UK. Det totale importbehovet er forventet å ligge rundt 140 Bcm.

*Gassmarkedet er alltid i balanse, så enten importeres det gass eller så trekkes det av lagerbeholdning. **Majoriteten utgjøres av afrikansk rørimport. ***Tall for norsk rørimport til EU27+UK er basert på OD sine estimer for norsk rørgasseksport til Europa. ****Inkluderer funn og uoppdagede ressurser. Kilde: Rystad Energy analyser; Rystad Energy GasMarketCube; Rystad Energy Ucube; OD

Innholdsfortegnelse

Gassmarkedet i 2021

Gass i EU27+UK i 2035

Rollen til norsk gass i EU27+UK

Fremtidig importbehov i EU27+UK

Konkurransen til norsk gass

Appendix

Norsk rørgass til Europa har lav leveransekostnad, lav utslippsintensitet og høy pålitelighet



Lav leveransekostnad

Det er lav leveransekostnad knyttet til norsk naturgass, særlig sammenlignet import av LNG til Europa. Lav kostnad er drevet av allerede etablert gassinfrastruktur, lav forsyningskostnad og kort avstand til Europa.



Lav utslippsintensitet

Norsk rørgass har lav utslippsintensitet, både av karbondioksid og metan, sammenlignet med annen importert gass i Europa. Følgelig blir utslipp ved bruk av norsk gass lavere, og har lavere karbonkostnad.



Høy pålitelighet

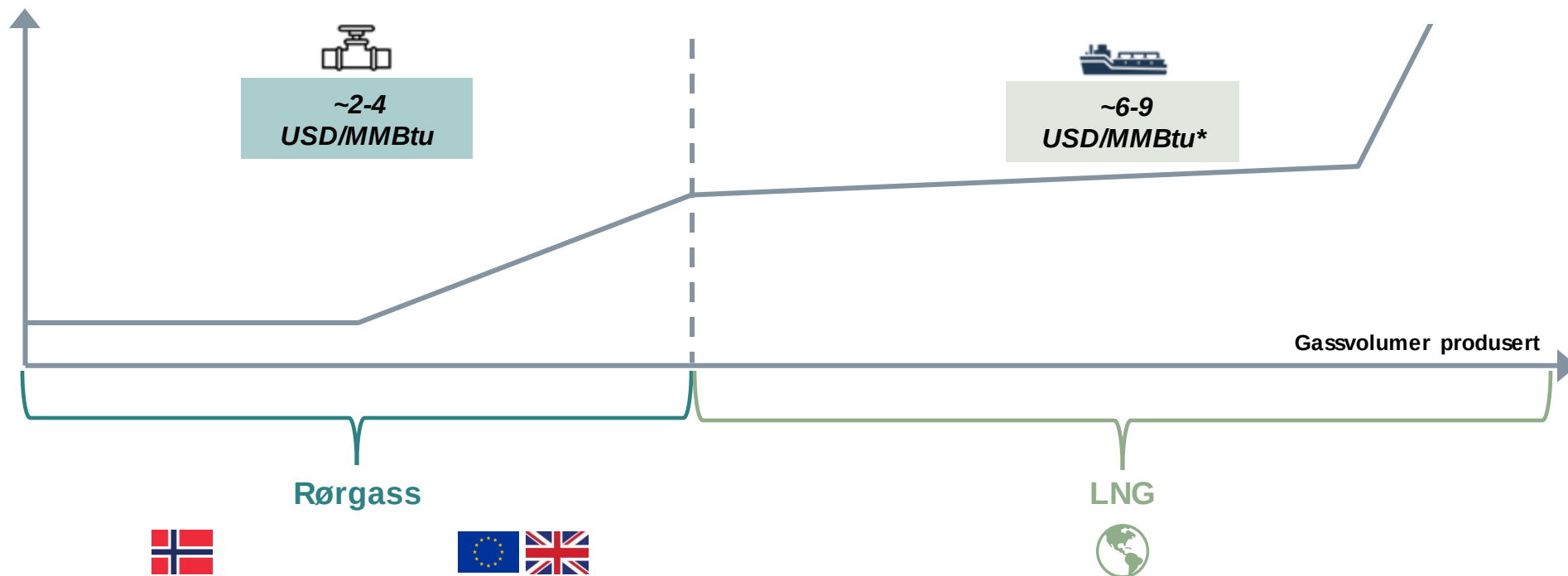
Norge er en stabil leverandør av naturgass til Europa, med sterke koblinger til det europeiske markedet. Norsk rørgasstransport hadde i 2019 leveransetilgjengelighet på 99,4%

Norsk naturgass er konkurransedyktig i Europa



Illustrasjon av leveranseknstnader til EU27+UK frem til 2035

Langsiktig gasspris



Norge er forventet å ha volumvættet leveranseknstnad av gass til EU27+UK i 2035 på **2,3 USD/MMBtu**.



Lokal produksjon i EU27+UK vil dekke etterspørsel i det lokale markedet.

Volumvættet forsyningsknstnad i EU27+UK i 2035 er på **4,2 USD/MMBtu**.



Frem til 2035 vil det være behov for import av LNG. Dette vil være prissettende for markedet. LNG-prosjekter under utvikling og ikke-sanksjonerte prosjekter har en leveranseknstnad på ca. **6-9 USD/MMBtu**. I et presset marked der tilbudet av LNG er lavere enn etterspørselen vil gassprisen stige ytterligere

Til sammenligning var gjennomsnittlig realisert gasspris (TTF) i EU27+UK 7,7 USD/MMBtu de siste 10 årene og 7,6 USD/MMBtu siste fem årene. I 2021 var gjennomsnittlig realisert gasspris 16,1 USD/MMBtu.

*Gasspris på 6-9 USD/MMBtu er basert på LNG-prosjekter under utvikling og ikke-sanksjonerte prosjekter. Ved behov for større LNG-volumer vil prisen kunne øke ytterligere.

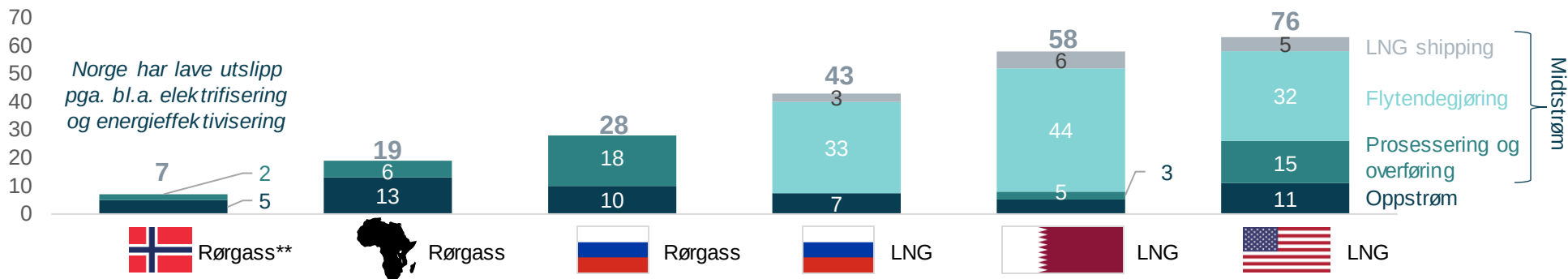
Kilde: Rystad Energy analyser; Rystad Energy GasMarketCube



Oversikt over utslippsintensitet til gass importert til EU27+UK og eksportert volum

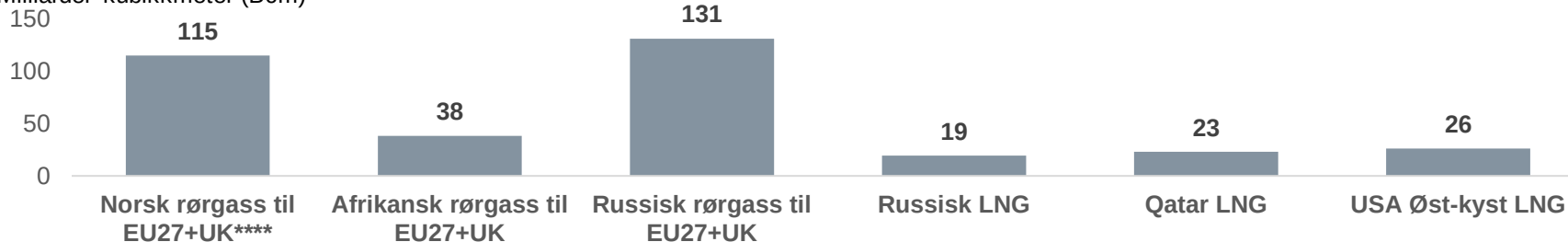
Utslippsintensitet, splittet på gassens verdikjede

Kg CO₂/boe



Eksportert volum 2021e**

Milliarder kubikkmeter (Bcm)



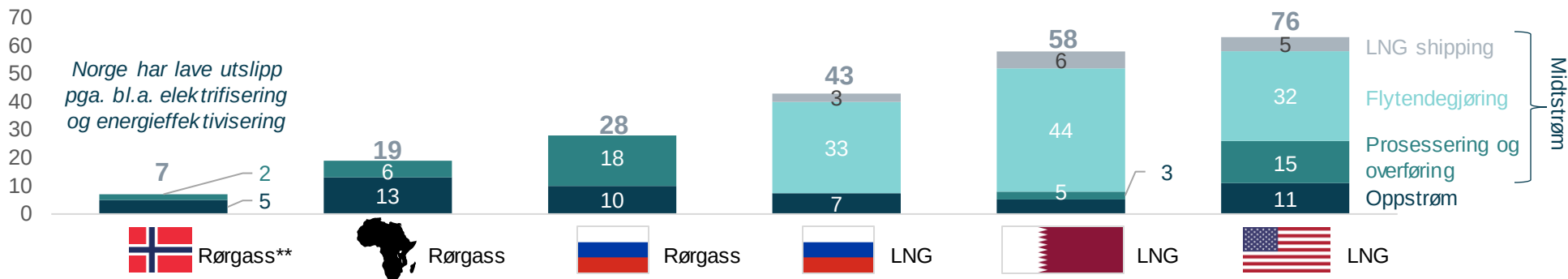
- Grafen viser utslippsintensiteten til gass EU27+UK importerer, fordelt på hvor i verdikjeden utslippet forekommer. Distanse og transportmetode har betydning for utslipp. Rørgass er mindre utslippsintensiv enn LNG, primært på grunn av nedkjøling av gassen før transport.
- LNG må gjøres flytende for å bli transportert, og før dette må gassen være helt ren. Dermed slipper LNG ut noe CO₂ på prosessingsstedet før transport. Dette er ikke tilfellet for rørgass, som kan ha en lav andel CO₂. For eksempel inneholder norsk rørgass som sendes til Europa 2,5% CO₂.
- Norsk rørgass har lav utslippsintensitet sammenlignet med gass fra andre regioner og generer 7 kg CO₂ per fat oljeekvivalent fra reservoar til importterminal.
- Gassens utslippsintensitet har betydning for karbonskatten som må betales på utslippet. Gitt en karbonskatt på 120 USD per tonn CO₂, tilsvarer karbonkostnaden på import av norsk rørgass 0,14 USD/MMBtu. I tillegg ligger Norge nær Europa, slik at transportkostnaden også blir lavere.

* Utslippsintensitet til norsk rørgass har potensiale til å reduseres ytterligere gjennom elektrifisering og energieffektivisering. **Estimert for 2021. ***Inkluderer ikke Snøhvit LNG. ****Tall for norsk rørgass eksportert til EU27+UK er basert på OD sine estimater for norsk rørgasseksport til Europa. Kilde: Rystad Energy analyser; Rystad Energy GasMarketCube; OD

Implikasjoner av økt elektrifisering på klimagassutslipp*

Utslippsintensitet, splittet på gassens verdikjede

Kg CO₂-eq/boe



Reduserte utslipp på norsk sokkel

Økt elektrifisering av norsk sokkel innebærer at strøm som produseres av små gasskraftverk på feltene erstattes av strøm fra land.

Strømproduksjon på land er betydelig renere enn strøm fra gasskraftverkene på feltene, slik at utslippene reduseres. Det er mulig å frigjøre omtrent 0,25 Bcm per TWh* som bringes offshore. Totalen avhenger av hvor mye som elektrifiseres.



Reduserte utslipp i EU27+UK

En konsekvens av økt elektrifisering av norsk sokkel er at det frigjøres mer norsk rørgass som kan eksporteres. Dersom man antar at denne gassen erstatter import av LNG til EU27+UK, kan utslippet av gassen som konsumeres i EU27+UK reduseres ytterligere. Dette er fordi LNG har høyere utslippsintensitet enn norsk rørgass.

Import av norsk rørgass vil bidra til å redusere livsløpsutslipp i Europa, noe som er i tråd med EU sine mål

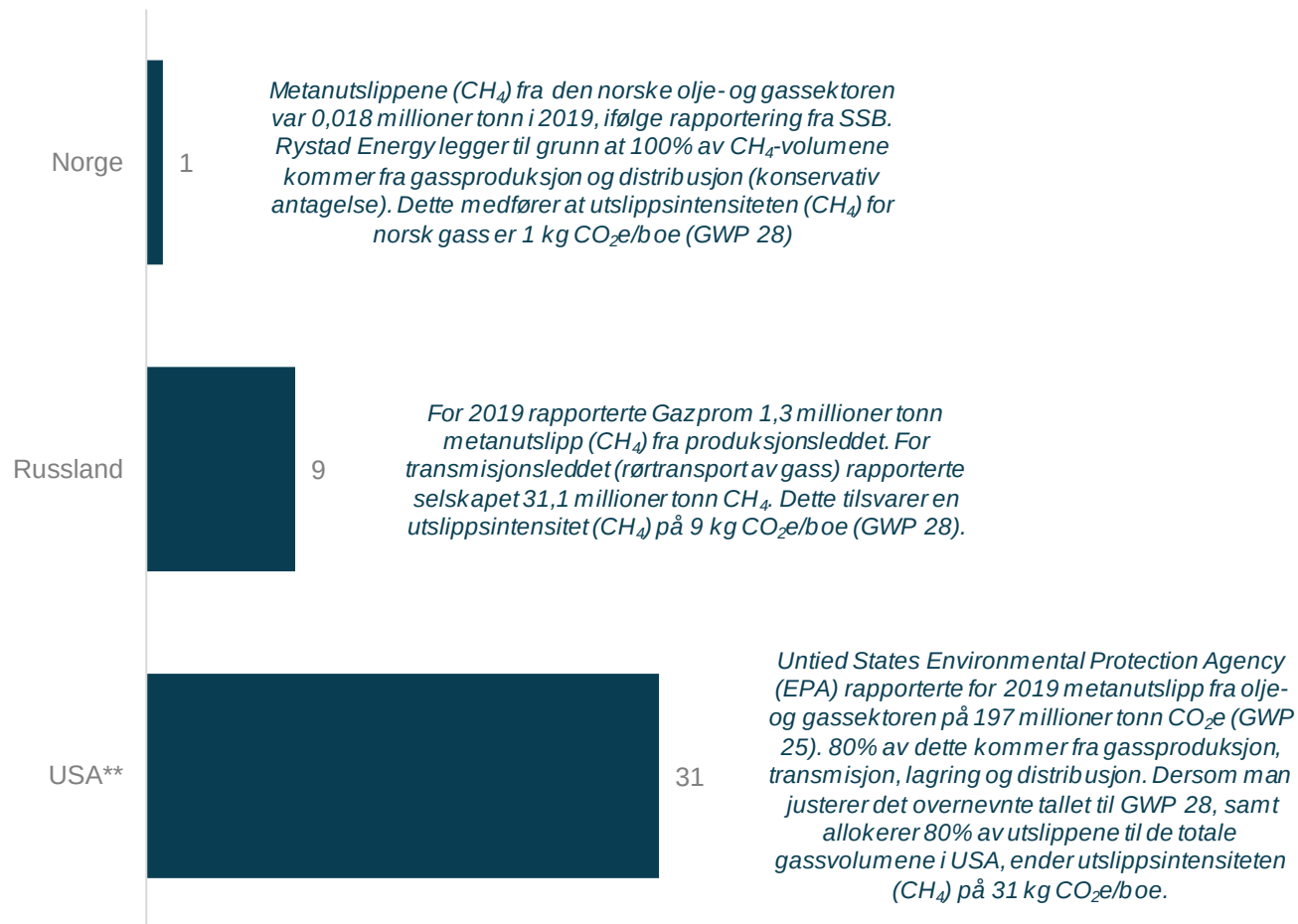
*1 Bcm = 11 TWh*35%, som tilsvarer ~4 TWh. **Inkluderer ikke Snøhvit LNG.

Kilde: Rystad Energy analyser; Rystad Energy GasMarketCube

Metanutslipp fra utvalgte tilbydere av gass i EU27+UK i 2019

Gjennomsnittlig CH₄-utslipp fra oppstrøm og midstrøm (distribusjon) i 2019*

Kg CO₂e/boe

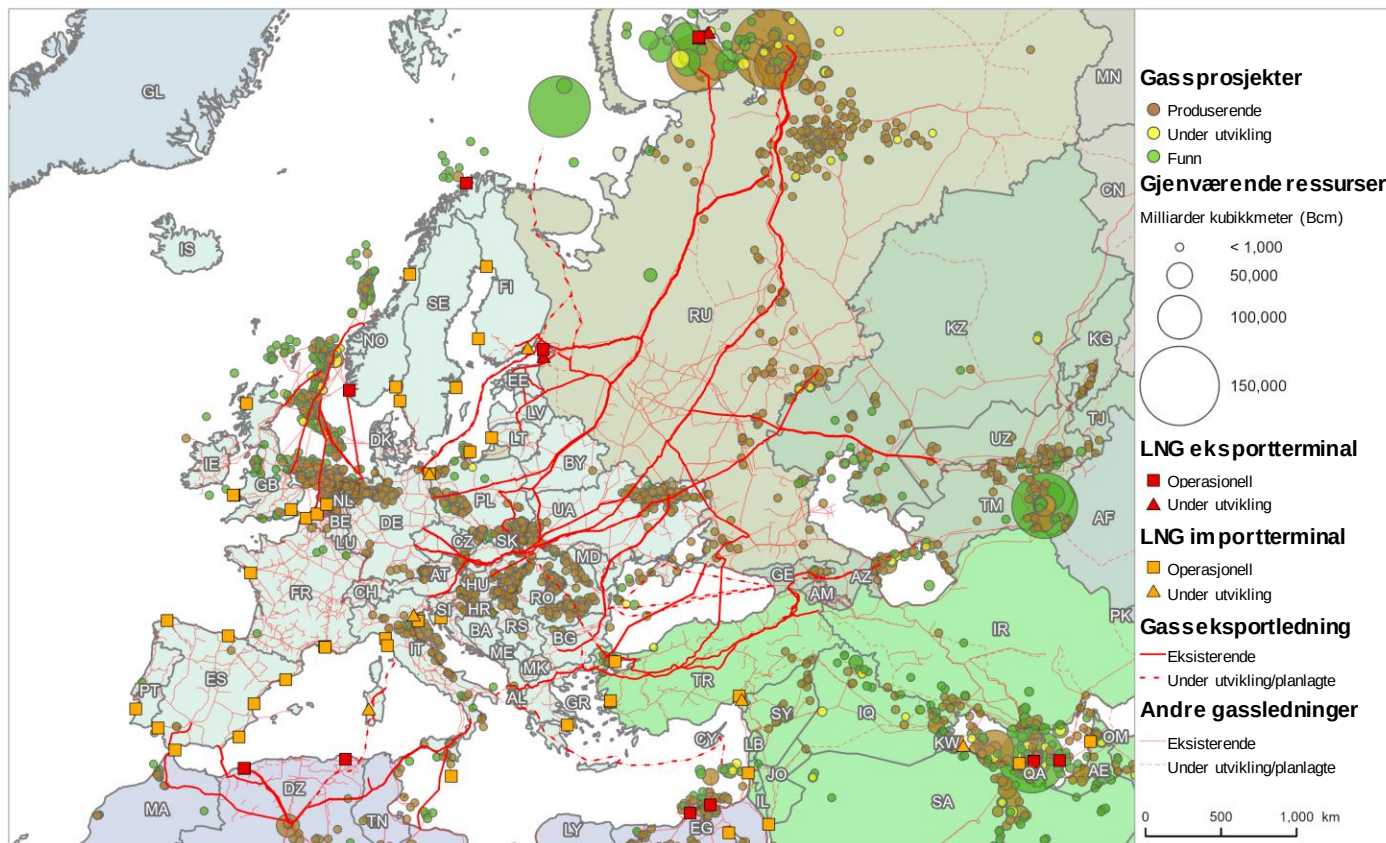


- Grafen viser rapporterte metanutslipp (CH₄) fra Norge, Russland og USA i 2019. Norge har desidert lavest utslipp per produsert enhet. Dersom man legger til grunn GWP* 28 var utslippene i Norge 1 kg CO₂e/boe i 2019. Dette er 8 kg CO₂e/boe lavere enn Russland, og hele 30 kg CO₂e/boe lavere enn USA.
- Metanutslipp fra olje- og gassektoren er primært relatert til produksjon, prosessering og transport (via rørledninger) av gass.
- Det er usikkerhet knyttet til metandata fra ulike kilder, ettersom det benyttes ulike måle- og estimeringsmetoder. Det er få selskaper som gjør kontinuerlige målinger av metanutslipp, og det meste av det som rapporteres er estimer.
- Det benyttes her 100-års GWP** på 28 (IPCC, AR5), for å konvertere metanutslipp til CO₂-ekvivalenter. Dette justerer for hvor mye varme/energi et tonn metan absorberer over en 100-års periode i forhold til CO₂. Ved bruk av 20-års GWP vil denne faktoren øke til 84 (IPCC, AR5) og dermed tredoble effekten av metan. Dette ville skape enda større forskjeller mellom norsk gass og gass fra Russland eller USA.

*For utvalgte tilbydere av gass i Europa **Global Warming Potential
Kilde: Rystad Energy; SSB; EPA, Gazprom



Russisk rørgass må transporteres omtrent fire ganger så langt som norsk gass til nordvest-Europa



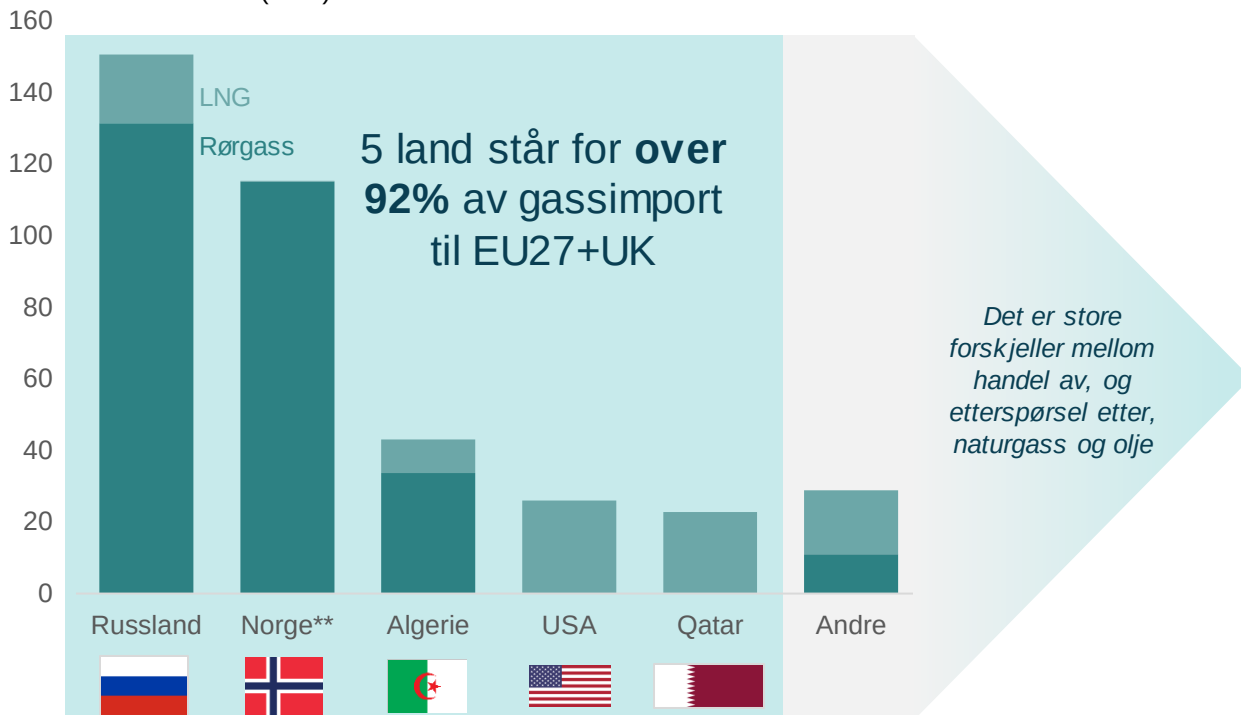
- Russland er den største kilden til importert naturgass for EU27+UK, og regionen er også det Russlands største eksportmarked. Mesteparten av gassen som produseres for eksport til Europa stammer fra vest-Sibir, spesielt Yamal-området. Kartet til venstre viser de viktigste rørledningssystemene som leder gass fra dette området til de europeiske markedene.
- I tillegg til å være en stor eksportør av naturgass, er Russland også en av de største forbrukerne. Dette betyr at rørledningssystemet betjener både innenlandsk forbruk og eksport.
- Transport av gass fra de enorme naturgassreservene på Yamal-halvøya til den østlige grensen i Tyskland er en distanse på mer enn 4000 km, som er fire ganger lenger enn gjennomsnittlig lengde på rørledninger fra Norge til Europa. Dette øker også energiforbruket og følgelig utslippsintensiteten til russisk naturgass.
- 254 store kompressorstasjoner, hver med høye utslipp, er brukt i det russiske gassrørnettet.

Sikring av gassleveranser er viktig for å opprettholde energisikkerhet og primærbehov

EU27+UK importerer naturgass primært fra fem land, med få kortsiktige substitutter for naturgass

Netto naturgass importert til EU27+UK i 2021e*, fordelt på eksportør

Milliarder kubikkmeter (Bcm)



- EU27+UK kjøper 92% av all sin naturgassimport fra fem land. Antall land EU27+UK importerer olje fra er langt flere. Gassleveranser til EU27+UK fra Norge utgjør nesten 30%.
- LNG utgjør kun 25% av gassimporten til EU27+UK.
- Naturgass er nødvendig for å få dekket primærbehov som matlaging og oppvarming, og det finnes per i dag få kortsiktige og realistiske substitutter. Dermed er gassetterspørselen mindre fleksibel enn oljeetterspørselen.
- Covid-19 førte til et fall i oljeetterspørselen, særlig innenfor flytrafikk og transport. Fallet i gassetterspørsel var betydelig mindre.

Import av rørgass til EU27+UK har vært stabil de siste årene, særlig norsk gassimport. Naturgass er nødvendig for å dekke primærbehov og det finnes få kortsiktige og realistiske substitutter. Gassetterspørsel er derfor mer rigid enn oljeetterspørsel.

Bortfall av gass er kritisk, og det er essensielt å sikre gassleveranser

*Estimert for 2021. **Snøhvit LNG, som historisk har levert store volumer, var stengt ned store deler av 2021. Tall hentet fra OD.

Kilde: Rystad Energy analyser; Rystad Energy GasMarketCube; OD

Innholdsfortegnelse

Gassmarkedet i 2021

Gass i EU27+UK i 2035

Rollen til norsk gass i EU27+UK

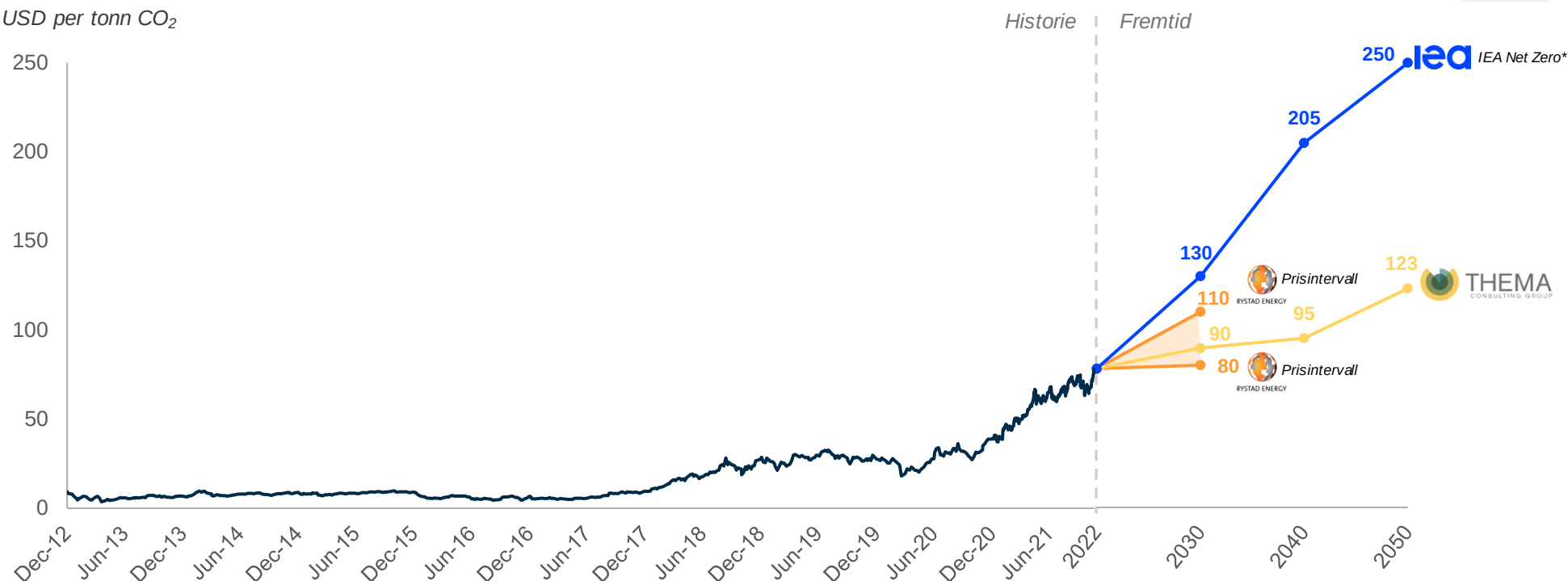
Appendix

EU ETS kvotepris har steget de siste årene og nådde 70 euro per tonn i november 2021

EUs system for omsettelige utslippskvoter (EU ETS) kvotepris



USD per tonn CO₂



- Høye karbonpriser i 2021 er et resultat av reduksjon i utslippstillatelser, og kvoteprisen har steget 158% siden januar 2020. Innføringen av «Fit-for-55»-pakken har medført at flere segmenter inkluderes, herunder bygninger, veitransport, shipping og flytrafikk.
- For segmenter som allerede er omfattet av EU ETS vil antall årlige utslippstillatelser reduseres med en årlig rate på 4,2%, mot 2,2% tidligere.
- Rystad Energy estimerer kvoteprisen til å ligge mellom \$65 (€55.4) og \$75 (€63.6) de neste fem årene. Ytterligere reduksjoner i antall utslippstillatelser vil gjøre markedet enda mer presset. Rystad Energys base case antar at prisen vil stige til mellom \$80 (€66) og \$110 (€90) innen 2030. Spekulanter forventes å vise økt interesse for å prissikre eksponering mot forventede utslipp.

*Global CO₂ pris for elektrisitet, industri and energiproduksjon for velutviklede økonomier, ** EUA = European Union Allowance, som gir rettighet til å slippe ut ett ton karbondioksid eller ekvivalenter.
Kilde: Rystad Energy analyser, THEMA consulting Best guess CO2 price, IEA



Mulighetsrom for dekarbonisering av kullkraft

Brenne ammoniakk sammen med kull (co-firing)

- Japan ser på ammoniakk som en løsning for å utnytte eksisterende kullkraft-infrastruktur på veien mot utslippsnøytralitet.
- Japanske IHI Corporation fullførte i 2018 vellykket demonstrasjon av en blanding bestående av 80% kull og 20% ammoniakk i kullkraftverk, og JERA har mål om 20% ammoniakk i alle sine kullkraftverk i 2035.
- Per 2021 vil en 20% ammoniakk-andel medføre en 24% økning i LCOE***. I tillegg er det utfordringer med tilbud av ammoniakk. Om samtlige store japanske kullkraftverk bruker 20% ammoniakk vil dette kreve rundt 10% av global produksjon.
- Derfor har japanske selskaper samarbeidsavtaler med selskaper i Saudi-Arabia, Australia, Norge og Asia for å utvikle forsyningskjeden, senke kostnader og øke produksjonen.
- Ammoniakk-blanding krever mindre tilpasninger av eksisterende infrastruktur, men vil øke råvarekostnadene.
- **Ammoniakk har utfordringer i form av kostnader ved ammoniakk, transport til kullkraftverk og tilgjengelige lavkarbon/fornybare volumer**

Fange karbonet fra kraftproduksjon (Karbonfangst/CCUS)

- Det har blitt bygget to kommersielle fangstanlegg til kullkraft, Boundary Dam (Canada) og Petra Nova (USA). Total fangstkapasitet er rundt 2.4 Mt CO₂ årlig. Begge anleggene transporterer fanget CO₂ i rørledning for å bli brukt i EOR*.
- Driften på Petra Nova ble stoppet i mai 2020 grunnet lave oljepriser, da anlegget trenger høy oljepris for å kunne selge fanget CO₂. Tekniske rapporter har i tillegg vist en oppetid på kun rundt 33% grunnet tekniske feil siden oppstart.
- Et stort usikkerhetsmoment er håndtering av fanget CO₂. Levering til EOR vil reduseres i takt med at etterspørselen til olje faller som en konsekvens av klimatiltak. Alternativt kan man lagre fanget CO₂, men her er det utfordringer med tilgjengelige lagringssteder, teknologi og tilhørende kostnader ved lagring.
- Karbonfangst vil kreve omfattende investeringer i fangstanlegg, og en noe forhøyet driftskostnad. Om fanget CO₂ selges til bruk vil dette kunne gjøre investering i karbonfangst mer attraktivt.
- **Karbonfangst har opplevd tekniske utfordringer, i tillegg til usikkerhet rundt hva man gjør med fanget CO₂. EOR som avtager er forventet å reduseres i takt med fallende olje-etterspørsel, samtidig som det finnes få lokasjoner for storskala-lagring av CO₂.**

20% ammoniakk-blanding og karbonfangst er estimert til å ha lignende LCOE-estimer, som er høyere enn for fornybar.

Valget av dekarboniserings-virkemiddel vil derfor baseres mer på tilgang på teknologi, tilbud av ammoniakk, offtake-avtaler for fanget CO₂ og antatt levetid på kullkraftverket.

I dagens situasjon anses ammoniakk som brennes sammen med kull å ha best forutsetninger for å dekarbonisere kullkraft.

*Enhanced oil recovery med bruk av CO₂ for å øke oljeutvinning **Tall fra NREL, moderat estimat for krevende bunnfast havvind***Leveraged cost of energy; Tall fra Japans Ministry of Economy, Trade and Industry (METI), der 1 USD = 115.1 japanske yen; Kilde: Rystad Energy analyser; Energy and Policy Institute; NREL; IEA; Japanese Ministry of Economy, Trade and Industry; Reuters

Andelen naturgass av totalt energikonsum i EU tilsvarer 7% i 2050



Brussels, 15.12.2021
COM(2021) 803 final
2021/0425 (COD)

Proposal for a

**DIRECTIVE OF THE EUROPEAN PARLIAMENT AND OF THE COUNCIL
on common rules for the internal markets in renewable and natural gases and in
hydrogen**

{SEC(2021) 431 final} - {SWD(2021) 455 final} - {SWD(2021) 456 final} -
{SWD(2021) 457 final} - {SWD(2021) 458 final}

EXPLANATORY MEMORANDUM

1. CONTEXT OF THE PROPOSAL

• Reasons for and objectives of the proposal

1.1 Introduction

The European Union has set an ambitious goal to be the first climate neutral continent by 2050. To achieve this, Member States and the European Parliament have agreed, in the European Climate Law, to reduce greenhouse gas emission by at least 55% by 2030. In order to achieve these targets and, at the same time, contribute to competitiveness, growth and jobs, the energy system needs a systemic change: We have to reduce the use of fossil fuels – including fossil gas – and increase renewable sources. Therefore, we need to design today an ambitious transition of the gas sector towards low-carbon and renewable gases.

Fossil gas constitutes around 95% of today's gaseous fuels consumed in the EU. Gaseous fuels, account for roughly 22% of total EU energy consumption today (including around 20% of EU electricity production, and 39% of heat production). According to the relevant scenarios used by the Climate Target Plan Impact Assessment, the share of gaseous fuels to total EU energy consumption in 2050 would be about 20%. Gaseous fuels will play an important part in the energy mix by 2050, requiring the decarbonisation of the gas sector via a forward-looking design for competitive decarbonised gas markets. Despite their minor contribution to the current EU energy mix, biogas, biomethane, renewable and low carbon hydrogen as well as synthetic methane (all together renewable and low carbon gases) would represent some 2/3 of the gaseous fuels in the 2050 energy mix, with fossil gas with CCS/U (carbon capture, storage and utilisation) representing the remainder. The present initiative is equally part of the Fit-for-55 package. It covers the market design for gases, including hydrogen. It will remove existing regulatory barriers and create the conditions for this to take place in a cost effective manner. This is an important part of moving to integrated energy system that minimises the costs of transition towards climate neutrality, in particular for consumers and open new opportunities for reducing their energy bills and active participation in the market.

Hydrogen is expected to be used mainly in the areas where electrification is not an option

Norsk gass scorer høyt på leveransetilgjengelighet – liten volumrisiko

Norsk gasstransport hadde leveransetilgjengelighet på 99,37% i 2019

Nøkkeltall



Gasstransport og finansielle størrelser i 2018 og 2019

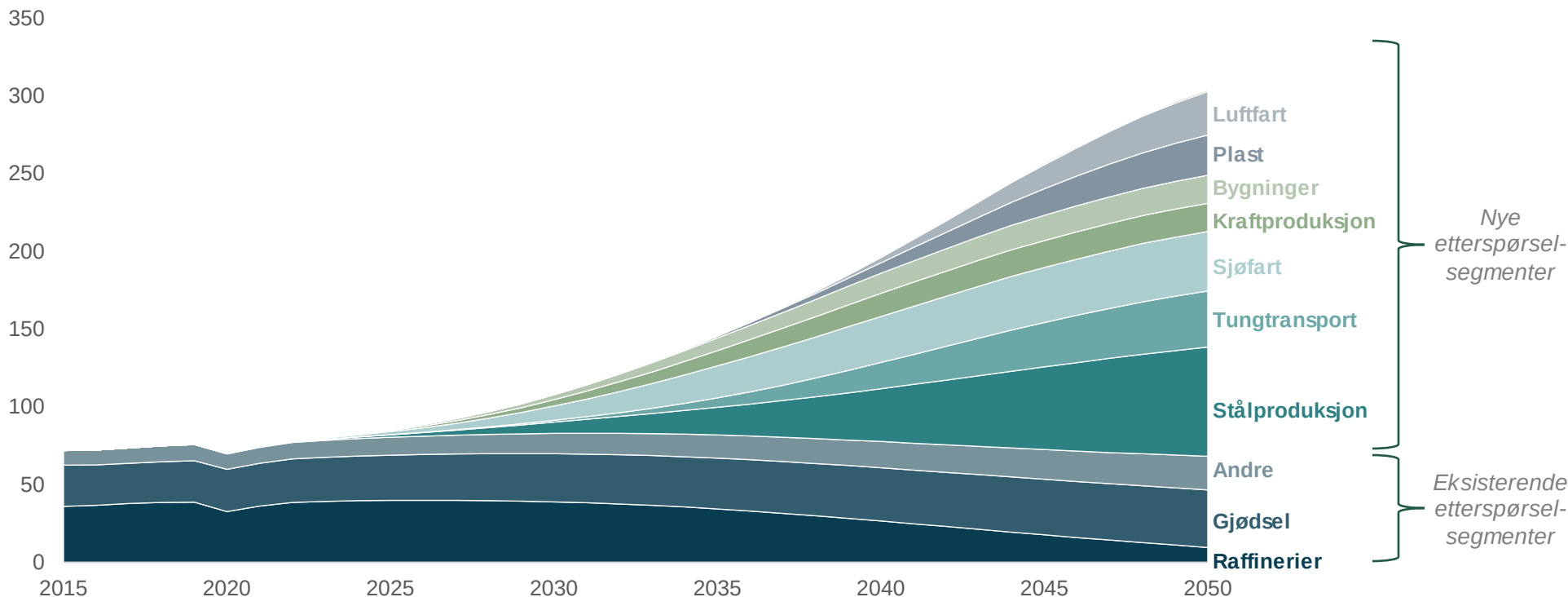
GASSTRANSPORT		2019	2018
Leveransetilgjengelighet*1 (%)		99,37	99,16
Kvalitet*2 (%)		100	99,97
Gass levert gassterminalene i Europa (milliarder Sm ³)		106,9	114,2
Største leveranse per døgn (millioner Sm ³)		376,0	368,3
Gjennomsnittsenergi (kWh per Sm ³)		10,90	10,90
Totalt volum andre produkter levert ut av gasstransportsystemet (millioner tonn)		9,11	10,3

FINANSIELLE STØRRELSE	2019	2018
Brutto tariffer	34 879 mill. NOK	31 458 mill. NOK

Nye hydrogensegmenter kan by på muligheter for naturgass å bevare markedsandeler som blå hydrogen

Global fordeling av hydrogenetterspørsel fra 2015 til 2050 fordelt på de viktigste segmentene

Millioner tonn



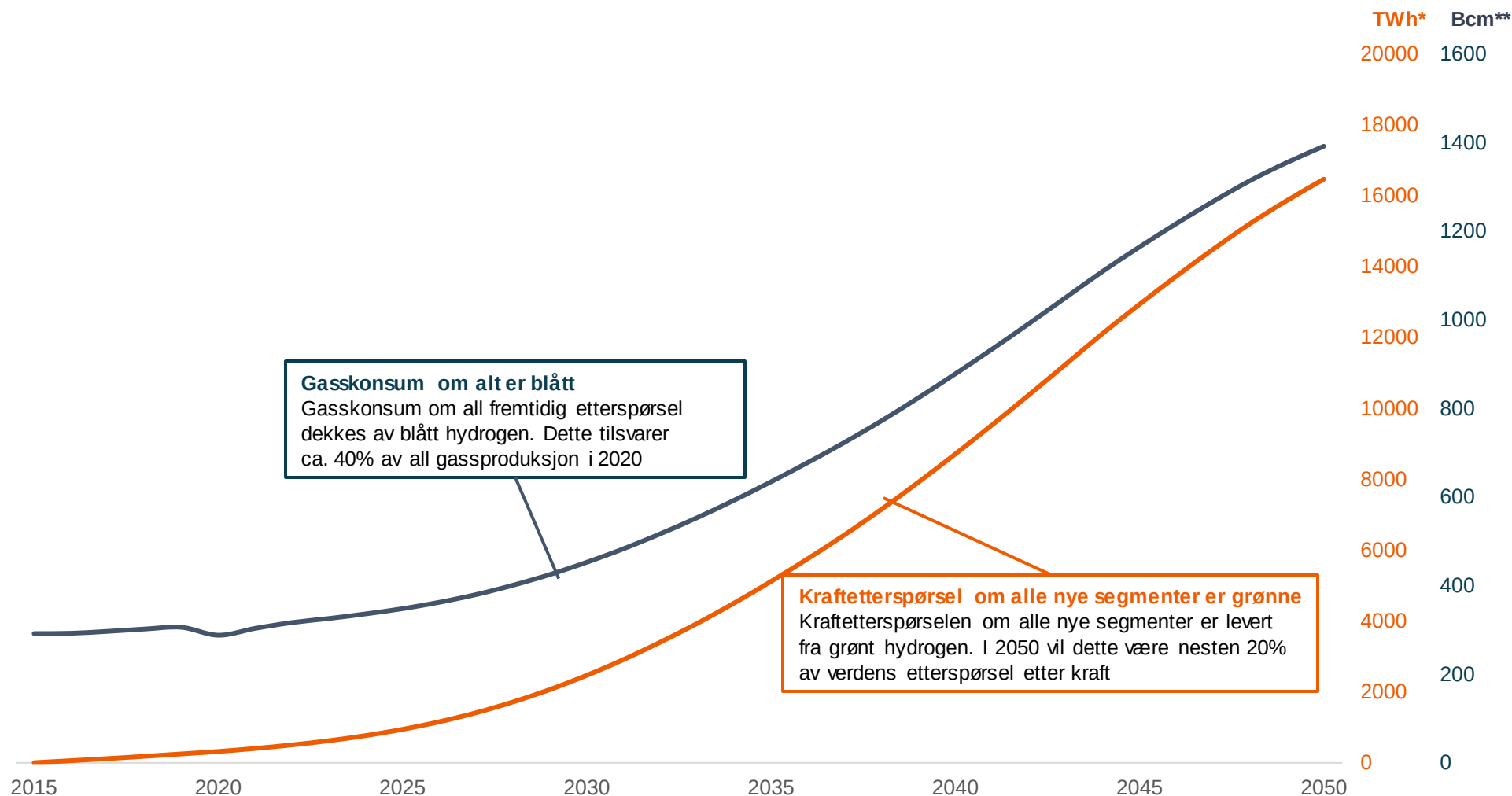
- Med høy vekstrate i nye segmenter globalt for hydrogen kan dette enten bety økt naturgassetterspørsel eller økt kraftetterspørsel, avhengig av fordelingen mellom blå og grønn hydrogenproduksjon.
- Det er scenarier der naturgassetterspørselen øker fremover, dersom økende etterspørsel etter hydrogen blir møtt av blå (eller retrofittet grå) hydrogenproduksjon. Rystad Energy har ikke lagt til ekstra naturgassetterspørsel etter naturgass som hydrogenbærer utover det hydrogenet som allerede produseres fra naturgass i dag i EU27+UK. Det er usikkerhet om hvorvidt en hydrogenbærer basert på naturgass vil bli produsert i EU27+UK eller i det gasseksporterende landet.
- Hydrogenetterspørsel vil by på nye muligheter for naturgass, men kan også representere en trussel overfor eksisterende etterspørselssegmenter.

Kilde: Rystad Energy analyser; Rystad Energy Hydrogen Dashboard

Antatt fremtidig hydrogenetterspørsel vil kreve store mengder kraft og/eller naturgass



Antatt fremtidig hydrogenetterspørsel kan kreve ca. 40% av all gassproduksjon eller ca. 20% av all kraftproduksjon



*Det er antatt at det krever 56 kWh per kg H₂ ** Det er antatt at det krever ~0.44-0.48 bcf/d for å produsere et tonn med hydrogen og 1 bcf konverteres til 1 Bcm med faktoren 35.3
Kilde: Rystad Energy analyser; Rystad Energy Hydrogen Dashboard



RYSTAD ENERGY

Rystad Energy is an independent energy consulting services and business intelligence data firm offering global databases, strategy advisory and research products for E&P and oil service companies, investors, investment banks and governments. Rystad Energy is headquartered in Oslo, Norway.

Headquarters

Rystad Energy
Fjordalléen 16, 0250 Oslo, Norway

Americas +1 (281)-231-2600

EMEA +47 908 87 700

Asia Pacific +65 690 93 715

Email: support@rystadenergy.com

Copyright © Rystad Energy 2022

