



RystadEnergy

# Netto klimagassutslipp fra økt olje- og gassproduksjon på norsk sokkel

15/02/2023

---

Hovedrapport

Februar 2023

## Prosjektbeskrivelse

Rystad Energy har på oppdrag fra Olje- og energidepartementet (OED) utredet netto klimaeffekt av økt fremtidig norsk olje- og gassproduksjon. Dette innebærer beregninger av både direkte og indirekte globale utslippseffekter av et økt tilbud av olje og gass fra Norge i fremtiden, i form av punktestimater for utslippintensitet og tilhørende usikkerhetsspenn. Relevante sammenhenger mellom olje-, gass- og andre energimarkeder, utslippseffekter og myndighetsreguleringer (for eksempel kvotesystemer) er undersøkt. Utredningen er basert på en litteraturgjennomgang av relevant arbeid på feltet, offentlig tilgjengelige prognoser for fremtidig etterspørsel etter ulike energiformer, samt Rystad Energys kommersielt tilgjengelige databaser for tilbudssidedata. Dette sammendraget og påfølgende hovedrapport oppsummerer resultatene og metoden anvendt i utredningen.

Ulike beslutninger danner grunnlag for økt fremtidig produksjon av olje og gass på norsk sokkel. Eksempler på relevante beslutninger er utbygginger av nye felt, levetidsforlengelser på eksisterende felt, og ny leteaktivitet. For å kvantifisere netto klimaeffekt av økt fremtidig norsk olje- og gassproduksjon har Rystad Energy utviklet et prosjektspesifikt rammeverk. Rammeverket og resultatene i analysen er imidlertid sensitive til antatt tidshorisont. I rammeverket er det lagt hovedvekt på å belyse klimaeffekten av beslutninger som fattes i nær fremtid, hvor markedene har lang tid til å tilpasse endret produksjon. Ett eksempel på en konkret beslutningstype som er representativ for disse avgrensningene, er en godkjenning i år (2023) av et nytt olje- eller gassfelt på norsk sokkel. Nye utbygginger vil typisk starte produksjon 2-4 år etter at utbyggingsplaner er vedtatt. Deretter følger noe tid før feltet når platåproduksjon, for så typisk å ha produsert halvparten av ressursene etter 4-5 år i produksjon. Samlet gjør dette 2030 til relevant tidshorisont.

Rammeverket åpner for at parametere og antagelser kan oppdateres med ny kunnskap eller oppdatert informasjon i fremtiden. Energimarkedenes evne til å respondere på prisendringer endrer seg med horisont. Samtidig kan en forvente endringer i relevante parametere som global kraftmiks og oppstrømsutslipp over tid, i tråd med teknologitviklingen. Klimapolitikk er også i stadig endring.

Rystad Energys rammeverk for vurdering av klimaeffekt av økt fremtidig norsk olje- og gassproduksjon består av tre distinkte steg. Dette gjøres for å isolere klimaeffekter i ulike energimarkeder og verdikjedeledd. Hvert steg tar for seg markedseffektene av å introdusere produksjon på norsk sokkel samt relevante følgeeffekter. I analysen forutsettes det at fremtidig norsk produksjon er fullstendig elektrifisert med kraft fra land.

Summen av rammeverket og relevant data danner grunnlaget for resultatene i analysen. Resultatene består både av mest sannsynlige punktestimater for netto klimagassutslipp per ny enhet olje og gass produsert fra Norge, og usikkerhetsspenn gjennom analyser av alternative scenarioer og sensitiviteter. Alle resultater er dokumentert med antagelser og vurderinger i denne rapporten. Resultatene reflekterer betydelig usikkerhet og en forenkling av komplekse markeder, systemer og mekanismer. Det er naturlig å ta høyde for dette i bruk av resultatene.

Rystad Energy har i forbindelse med dette oppdraget levert følgende offentlig tilgjengelige leveranser til OED:

- Et sammendrag av hovedfunnene
- En hovedrapport som introduserer, forklarer og presenterer alle nyanser rundt rammeverket og resultatene

## Økt produksjon fra norsk sokkel kan redusere globale klimagassutslipp

Basert på rammeverket og antagelsene i denne rapporten, vil økt oljeproduksjon fra norsk sokkel i liten grad påvirke globale klimagassutslipp, mens økt gassproduksjon kan bidra til signifikant reduksjon i utslipp per fat oljeekvivalent.

Hvordan kan økt produksjon gi lavere netto klimagassutslipp?

Økt fremtidig norsk produksjon analyseres i et rammeverk bestående av tre steg:

- **Steg 1 – Markedsrespons i olje- og gassmarkedet:** Særlig avgjørende for resultatet er at tilbudet av olje og gass viser en betydelig større evne til å respondere på prisendringer enn etterspørselen, både på kort og lang sikt. *Etterspørselen vil øke med 10% og 23% av økt produksjonsvolum fra henholdsvis olje og gass, mens resten av de nye volumene vil utkonkurrere annen eksisterende produksjon.* Kun nettoendringen i etterspørsel av olje og gass gir økte utslipp fra sluttbruk, og dette reflekteres i steg 1.
- **Steg 2 – Etterspørselssubstitusjon i andre energimarkeder:** Økt gassetterspørsel har potensial for å redusere utslipp ved å erstatte kull, ettersom kull normalt slipper ut mer enn dobbelt så mye CO<sub>2</sub> som naturgass ved sluttbruk, enten det går til varme eller kraftproduksjon. *Det vil de neste 10-20 årene fortsatt være betydelig potensial for å erstatte mer kull med gass i LNG-importerende land som opplever lavere gasspriser som følge av økt norsk gasstilbud.* For olje er dette steget mindre viktig, ettersom økt oljeetterspørsel i mindre grad enn gass bidrar til å kutte utslipp fra andre områder.
- **Steg 3 – Tilbudssubstitusjon i olje- og gassmarkedet:** Økt produksjon av olje og gass på norsk sokkel med lave utslipp vil hovedsakelig utkonkurrere annen produksjon som har høyere kostnader og betydelig høyere utslipp fra produksjon, prosessering og transport. *Reduserte utslipp fra tilbudssiden (steg 3) er alene tilstrekkelig for å kompensere for utslippene grunnet økt etterspørsel av olje og gass (steg 1).*

Ettersom økt produksjon i liten grad gir økt etterspørsel (steg 1), øker betydningen av utslippsforskjeller mellom ulike olje- og gasskilder (steg 3). Økt norsk produksjon forventes å ha lave utslipp fra produksjon, prosessering og leveranse av olje og gass til markedet. Den dyrere oljen og gassen som blir utkonkurrert har betydelig høyere utslipp. For gass er dette særlig relevant, da norsk rørgass konkurrerer direkte med utslippsintensiv LNG.

Økt fremtidig norsk produksjon gir globale virkninger

Endring i tilbudet av norsk olje og gass får globale ringvirkninger, både for de globale olje- og gassmarkedene (via LNG) og for dynamikken i mer lokale sluttbrukersegmenter som kraft, industri, transport og bygninger. Selv om Norge fysisk er sterkt koblet til det europeiske energimarkedet, vil priseffekter virke globalt. Beregning av netto klimagassutslipp fra økt produksjon og nye felt på norsk sokkel er dermed i stor grad avhengig av faktorer som ikke styres av aktiviteten eller beslutninger i Norge. Det er i hovedsak markedseffekter i internasjonale og regionale energimarkeder som avgjør netto klimagassutslipp som følge av økt produksjon på norsk sokkel.

Gass kan redusere bruken av kull

Kull er rimelig og gir i mange tilfeller god forsyningssikkerhet, men har over dobbelt så høye utslipp som naturgass per energienhet levert. Det er og vil fortsette å være et betydelig potensial for å redusere globale utslipp ved å bytte ut kull med gass, særlig i LNG-importerende land som også bruker kull. Økt norsk rørgasseksport vil kunne frigjøre mer LNG til importører også utenfor Europa.

Tilbudskutt har liten klimaeffekt – etterspørselskutt har stor klimaeffekt

Markedsresponsen i olje- og gassmarkedene (steg 1) tilsier at endring i tilbud i liten grad påvirker etterspørselen, ettersom tilbudssiden responderer mer på prisendringer. Dette medfører samtidig at tiltak som reduserer etterspørselen direkte har stor klimaeffekt. Redusert etterspørsel resulterer da hovedsakelig i redusert tilbud fremfor å stimulere til økt etterspørsel andre steder, ettersom tilbudssiden responderer mer på prisendringer. Sagt på en annen måte: *oljen til bensinen som ikke brukes når man går over til elbil blir i all hovedsak liggende i bakken.*

## Økt norsk gassproduksjon gir mer positiv klimaeffekt enn økt oljeproduksjon

Økt norsk oljeproduksjon gir marginalt lavere globale klimagassutslipp per fat

Beregnete utslippseffekter ved økt fremtidig oljeproduksjon på norsk sokkel viser at omtrent 90% av produksjonen går til å erstatte eller utkonkurrere annen oljeproduksjon, mens 10% absorberes gjennom økt etterspørsel. Denne mekanismen gjelder uavhengig av om den økte oljeproduksjonen kommer fra Norge eller andre produsenter, siden oljemarkedet er globalt. Utslippseffekten til olje brytes ned i følgende tre steg:

- Steg 1: Økning i oljeetterspørsel (10%) vil bidra til økte utslipp fra sluttbruk og forbrenning av olje tilsvarende 42 kg CO<sub>2</sub> per fat ny oljeproduksjon levert til markedet.
- Steg 2: Økt etterspørsel etter olje (10%) antas å fortrenge elbilbruk på grunn av lavere oljepris. Unngåtte utslipp grunnet redusert kraftproduksjon til transport tilsvarer 16 kg CO<sub>2</sub> per fat ny oljeproduksjon levert til markedet.
- Steg 3: Utslippseffekten fra endring i tilbudet av olje blir beregnet ved å legge til utslippene fra produksjon og prosessering av ny norsk oljeproduksjon (100%) og deretter trekke fra tilsvarende unngåtte utslipp fra annen utkonkurrert oljeproduksjon (90%). Denne effekten avhenger dermed av feltspesifikke utslipp knyttet til ny norsk oljeproduksjon, og utslippene fra oljen som blir utkonkurrert. For ny oljeproduksjon med kraft fra land reduseres nettoutslippene fra produksjon og prosessering av olje med 52 kg CO<sub>2e</sub> per fat.

Samlet gir steg 1-3 en *netto global utslippsreduksjon på 26 kg CO<sub>2e</sub> per fat* i økt norsk oljeproduksjon elektrifisert med kraft fra land. Oppnådd klimaeffekt er en kombinasjon av lav etterspørselsrespons i oljemarkedet og de betydelig lavere utslippene fra norsk produksjon sammenlignet med den utkonkurrerte oljeproduksjonen. Til sammenligning slippes det ut 419 kg CO<sub>2</sub> ved forbrenning av ett fat olje.

Økt norsk gassproduksjon gir signifikant lavere globale klimagassutslipp per fat oljeekvivalent

Beregnete utslippseffekter ved økt fremtidig gassproduksjon på norsk sokkel viser at omtrent 77% av produksjonen går til å erstatte eller utkonkurrere annen gassproduksjon, mens 23% absorberes gjennom økt etterspørsel. Denne mekanismen gjelder for norsk rørgass levert til det europeiske markedet, som er en del av det globale LNG-markedet. Utslippseffekten til gass brytes ned i følgende tre steg:

- Steg 1: Økning i gassetterspørsel (23%) vil bidra til økte utslipp fra sluttbruk og forbrenning av gass tilsvarende 68 kg CO<sub>2</sub> per fat o.e. ny gassproduksjon levert til markedet.
- Steg 2: Økt etterspørsel etter gass (23%) antas å delvis redusere kullbruken i LNG-importerende land grunnet lavere gasspriser. Unngåtte utslipp på grunn av redusert kullbruk tilsvarer 111 kg CO<sub>2</sub> per fat o.e. ny gassproduksjon levert til markedet.
- Steg 3: Utslippseffekten fra endring i tilbudet av gass blir beregnet ved å legge til utslippene fra produksjon, prosessering og transport av ny norsk gassproduksjon (100%) og deretter trekke fra tilsvarende unngåtte utslipp fra utkonkurrert LNG-produksjon (77%). For ny gassproduksjon med kraft fra land reduseres nettoutslippene fra produksjon, prosessering og transport av gass med 80 kg CO<sub>2</sub> per fat o.e.

Samlet gir steg 1-3 en *netto global utslippreduksjon på 123 kg CO<sub>2e</sub> per fat o.e.* i økt norsk gassproduksjon elektrifisert med kraft fra land. Oppnådd klimaeffekt er en kombinasjon av at økt gassetterspørsel delvis erstatter kull, og at utslippene ved å produsere og frakte norsk gass til markedet er betydelig lavere enn for LNG. Til sammenligning slippes det ut 293 kg CO<sub>2</sub> ved forbrenning av ett fat o.e. gass.

Nye felt på norsk sokkel produserer typisk en kombinasjon av olje og gass. Effektiv klimaeffekt økt produksjon blir derfor et vektet snitt av klimaeffektene for olje og gass beskrevet over.

## Valg av fremtidsscenario endrer ikke hovedfunnene ved analysen

En viktig antagelse ved beregning av netto klimaeffekt er utviklingen av energisystemet og klimapolitikken i årene fremover. Det har vært store omveltninger både i aktivitet og ambisjoner de siste årene, og det er fortsatt stor usikkerhet knyttet til fremtidig utvikling. For å fange spennet i denne usikkerheten, defineres tre scenarier.

Tre scenarier defineres for å kvantifisere usikkerhet

**Gradvis transisjon:** I hovedscenariet analyseres en utvikling i etterspørsel av energi, inkludert olje, gass og annen energi, i tråd med IEAs «Announced Pledges Scenario» (APS) (IEA, 2022a). Dette er et scenario som tar høyde for kunngjorte målsetninger og som ifølge IEA resulterer i global oppvarming på 1,7 grader, innenfor intervallet i Parisavtalen. Beregningene og resultatene presentert tidligere i sammendraget refererer til hovedscenariet.

**Tregere transisjon:** Et alternativt scenario med *tregere* overgang fra fossile brensler gir noen endringer i klimaeffekten av økt produksjon. Dette scenarioet bygger på etterspørselsantagelser i IEAs «Stated Policies Scenario» (STEPS) (IEA, 2022). I dette scenarioet er netto klimaeffekt av økt oljeproduksjon en reduksjon på 12 kg CO<sub>2</sub>e per fat. Dette er en mindre, men fortsatt positiv, klimaeffekt sammenlignet med effekten i hovedscenariet på 26 kg CO<sub>2</sub>e per fat. Årsaken til dette er at oljeetterspørsel er høyere i dette scenarioet, hvilket gir en mindre elastisk tilbudsside og dermed en større markedsrespons på 18%. Økt oljeproduksjon vil derfor resultere i noe større økning i etterspørsel (steg 1) enn i hovedscenariet. Dette kompenseres delvis av at det også er mer utslipp fra kraftsektoren i dette scenarioet, som gir større unngåtte utslipp på grunn av mindre bruk av elbil (steg 2).

Netto klimaeffekt av økt gassproduksjon er en reduksjon på 132 kg CO<sub>2</sub>e per fat o.e. Dette er en noe større, positiv klimaeffekt sammenlignet med effekten i hovedscenariet på 123 kg CO<sub>2</sub>e per fat o.e. I tregere transisjon har tilbudssiden for gass samme elasticitet som i hovedscenariet grunnet liten forskjell i LNG-etterspørsel i APS og STEPS. Det antas imidlertid noe lavere reduksjoner i metanutslipp i verdikjeden enn i hovedscenariet, som gir litt høyere klimaeffekt av at økt norsk gassproduksjon (steg 3). De samme antagelsene som for hovedscenariet gjelder med tanke på gass- og kullsubstitusjon.

**Raskere transisjon:** Et alternativt scenario med raskere reduksjon i bruk av fossile brensler innebærer noe større endringer i klimaeffekten av økt produksjon. Dette scenarioet bygger på etterspørselsantagelser i IEAs «Net Zero Emissions» (NZE) (IEA, 2021). I dette scenarioet er netto klimaeffekt av økt oljeproduksjon en reduksjon på 35 kg CO<sub>2</sub>e per fat. Dette er en noe større, positiv klimaeffekt sammenlignet med effekten i hovedscenariet på 26 kg CO<sub>2</sub>e per fat. Årsaken til dette er antagelsen om raskere og mer regulert reduksjon i etterspørsel etter olje, slik at etterspørselen ikke påvirkes av prisendringer (her utløst av endringer på tilbudssiden). Dermed gjenstår kun effekten fra endret tilbudsmiks (steg 3), der norsk produksjon med lave utslipp erstatter annen produksjon med høyere utslipp.

Netto klimaeffekt av økt gassproduksjon er en reduksjon på 97 kg CO<sub>2</sub>e per fat. Dette er en mindre, men fortsatt positiv, klimaeffekt sammenlignet med effekten i hovedscenariet på 123 kg CO<sub>2</sub>e per fat o.e. Klimaeffekten i dette scenarioet kommer kun av forskjellen mellom utslippene ved å bringe ny norsk gass til markedet og utslippene fra LNG som konkurreres ut av markedet (steg 3). Ettersom det antas strengere regulering av etterspørsel etter fossil energi, vil ikke økt gasstilbud påvirke kullbruk.

Basert på de tre scenarioene fremstår den beregnede klimaeffekten av økt fremtidig norsk produksjon som relativt robust. Generelt vil scenarier som styrer mot raskere utfasing av fossilt brensel i mindre grad være styrt av volatile råvarepriser på olje og gass, men heller andre mekanismer som tilpassede CO<sub>2</sub>-avgifter, utfasing av fossilbiler, subsidier for lavutslippsløsninger osv. Dette reduserer betydningen av endringer på tilbudssiden. Mer regulert etterspørsel kombinert med fortsatt konkurranse på tilbudssiden for olje og gass, vil kunne bidra til lavere råvarepriser og reduserte kostnader for kjøpere av olje og gass.

## Ytterligere sensitiviteter og betraktninger dekkes av hovedrapporten

I hovedrapporten blir ytterligere sensitiviteter og nyanser diskutert, med fokus på hovedscenarioet. Blant annet metan, kullsubstitusjon og markedsrespons blir analysert for andre antagelser enn hovedantagelsene. Økt norsk oljeproduksjon gir nøytral klimaeffekt i hovedscenarioet ved en markedsrespons på 17%, nesten det dobbelte av 10% som i hovedscenarioet. Det tilsvarer en økning av etterspørselastisiteten eller reduksjon i tilbudselasititeten på nesten 50% fra det som ligger i hovedscenarioet. Klimaeffekten av økt norsk gassproduksjon er netto klimapositiv i alle sensitiviteter. Se kapitlet i hovedrapporten om usikkerhet rundt hovedantagelser og sensitiviteter for mer om dette.

I hovedrapporten diskuteres også tilleggsbetraktninger som ikke er hensyntatt direkte i noen av scenarioene eller sensitivitetsanalysene fordi effekten på resultatene synes å være begrenset. EUs kvotemarked utgjør én slik tilleggsbetraktning, og innebærer prinsipielt at økt norsk olje- og gassproduksjon ikke nødvendigvis medfører nettoøkning i europeiske opp- og midtstrømsutslipp. Dette avhenger imidlertid av kvotesystemets bindende evne i 2030, samt EUs strategi for nedskalering av kvotetaket ved lave kvotepriser. Rollen til organisasjonen av oljeeksporterende land (OPEC) utgjør en ytterligere tilleggsbetraktning. Ved å utøve markedsrett kan OPEC i teorien styre oljeprisen i noen grad, og det kompliserer analysen av tilbudselasititeter og markedsrespons i oljemarkedet. OPECs evne og mål om slik markedsrett er imidlertid mindre relevant på lang sikt, og derfor modelleres OPEC som en ordinær aktør i et marked med fri konkurranse i denne rapporten. Se kapitlet i hovedrapporten om andre metodevalg og avgrensninger for mer om dette.

## Innholdsfortegnelse

Liste over figurer .....	2
Metode for å beregne klimaeffekten av økt norsk olje- og gassproduksjon .....	3
Steg 1 – Markedsrespons i olje- og gassmarkedet.....	3
Steg 2 – Etterspørselssubstitusjon i andre energimarkeder .....	5
Steg 3 – Tilbudssubstitusjon i olje- og gassmarkedet .....	6
Rammeverkets anvendelsesområde og symmetri.....	7
Introduksjon av scenarier .....	7
Beregnet klimaeffekt av å øke norsk oljeproduksjon .....	8
Steg 1 – Markedsrespons i oljemarkedet .....	8
Steg 2 – Etterspørselssubstitusjon i andre energimarkeder .....	13
Steg 3 – Tilbudssubstitusjon i oljemarkedet .....	14
Beregnet klimaeffekt av å øke norsk gassproduksjon .....	17
Steg 1 – Markedsrespons i gassmarkedet .....	17
Steg 2 – Etterspørselssubstitusjon i andre energimarkeder .....	20
Steg 3 – Tilbudssubstitusjon i gassmarkedet .....	22
Scenarioanalyser og resultater .....	25
Gradvis transisjon .....	25
Tregere transisjon .....	26
Raskere transisjon.....	26
Usikkerhet rundt hovedantagelser og sensitiviteter .....	28
Sensitivitetsanalyse av markedsrespons ved økt tilbud av olje og gass .....	28
Sensitivitetsanalyse av gass- og kullsubstitusjon .....	29
Sensitivitetsanalyse av metanutslipp.....	29
Andre metodevalg og avgrensinger .....	31
Forskjellen mellom marginal- og snittbetraktninger .....	31
Kvotemarked i EU.....	32
OPEC og OPEC+ .....	32
Følgeeffekter i steg 2 .....	33
Naturgass med CCS .....	33
Liste over forkortelser.....	34
Kildeliste.....	35
Kilder til langsiktig etterspørsel弹isitet for olje og gass.....	35
Andre kilder.....	36
Appendiks.....	37



## Liste over figurer

Figur 1: Konseptuell skisse av tilbuds- og etterspørselastisiteter .....	4
Figur 2: Konseptuell skisse av markedsresponsen ved produksjonsøkning .....	5
Figur 3: Netto klimagassutslipp fra økt norsk oljeproduksjon i hovedscenarioet .....	8
Figur 4: Langsiktig etterspørselastisitet for olje fra forskningslitteratur .....	9
Figur 5: Rystad Energys dynamiske globale tilbudskurver for væsker for ulike tidshorisonter .....	11
Figur 6: Estimert tilbudsastisitet for olje for ulike tidshorisonter og etterspørselsscenarioer .....	12
Figur 7: Global kraftmiks i 2030 fra IEA-scenarioene .....	14
Figur 8: Oversikt over nøkkelparametere benyttet til beregning av utslipp i steg 3 for olje .....	15
Figur 9: Netto klimagassutslipp fra økt norsk gassproduksjon i hovedscenarioet .....	17
Figur 10: Langsiktig etterspørselastisitet for gass fra forskningslitteratur .....	18
Figur 11: Historiske spotpriser for amerikansk, asiatisk og europeisk gass .....	19
Figur 12: Forenklet energisystem relevant for gass .....	21
Figur 13: Oversikt over nøkkelparametere benyttet til beregning av utslipp i steg 3 for gass .....	23
Figur 14: CO <sub>2</sub> -utslippintensitet fra oppstrøm- og midtstømløddet for gass importert til Europa i 2021 .....	23
Figur 15: Netto forbrenningsutslipp for norsk olje og gass i Rystad Energys tre scenarier .....	25
Figur 16: Sensitivitetsanalyse av markedsrespons i hovedscenarioet for olje og gass .....	28
Figur 17: Sensitivitetsanalyse av andel fortrenget kull i hovedscenarioet for gass .....	29
Figur 18: Sensitivitetsanalyser av antagelse om metanutslipp i hovedscenarioet for gass .....	30
Figur 19: Globale utslippintensiteter for kullkraft samt total og marginal kraftproduksjon .....	31



## Metode for å beregne klimaeffekten av økt norsk olje- og gassproduksjon

Formålet med denne rapporten er å beregne netto klimaeffekt av økt fremtidig produksjon av olje og gass på norsk kontinentalsokkel. Dersom Norge øker sin produksjon av hydrokarboner vil dette resultere i noe reduserte priser for disse produktene i markedet, alt annet likt. Lavere priser vil medføre marginalt lavere tilbud fra andre olje- og gasstilbydere som blir utkonkurrert, samtidig som etterspørselen øker. For å fange hele nettoeffekten ved økt norsk produksjon tar denne rapporten for seg responsen innad i olje- og gassmarkedene (steg 1), etterspørselssubstitusjoner i andre energimarkeder (steg 2) og tilbudssubstitusjon i olje- og gassmarkedet (steg 3).

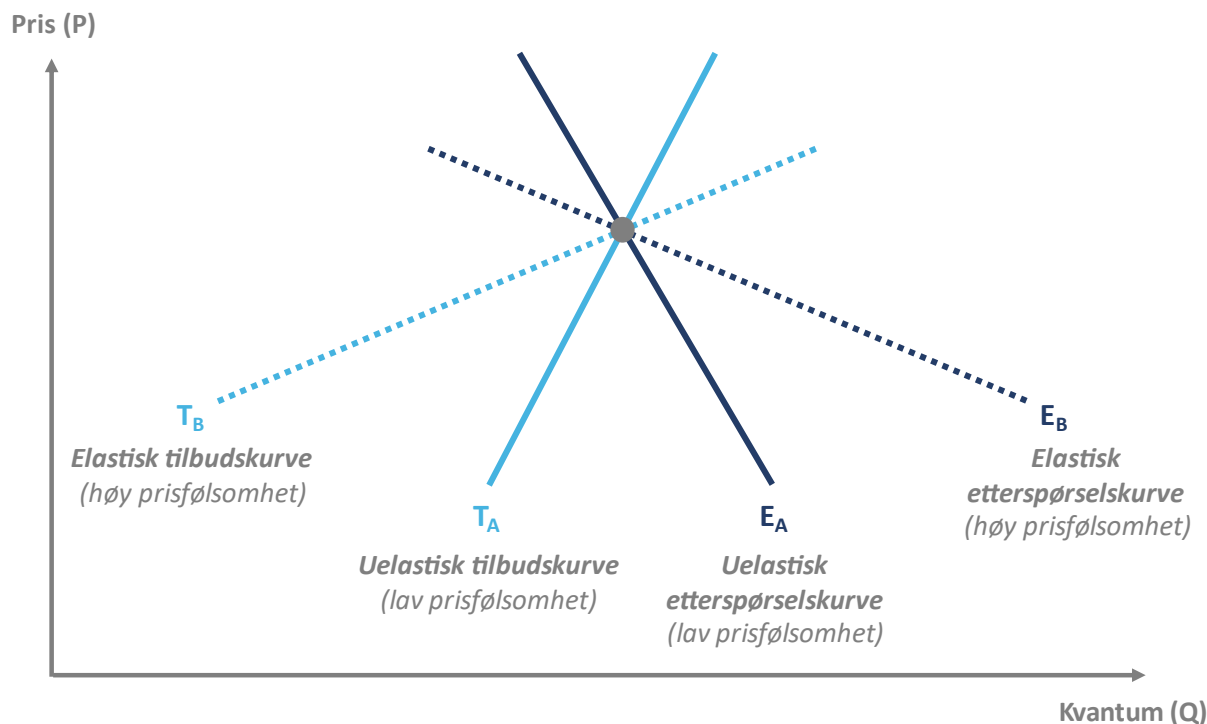
I denne rapporten tas det utgangspunkt i markeder med respons både på tilbud- og etterspørselssiden, drevet av volumendringer og endringer i pris. Rystad Energy anvender et tre-steps rammeverk for å analysere nettoutslipp ved økt olje- og gassproduksjon fra norsk sokkel. Stegene og tilhørende ligning for å beregne nettoutslipp er vedlagt i appendiks. Stegene er:

- **Steg 1 – Markedsrespons i olje- og gassmarkedet:** Analyserer markedsresponsen i olje- og gassmarkedet samt de økte forbrenningsutslippene ved å øke norsk produksjon og fortrenge annen produksjon
- **Steg 2 – Etterspørselssubstitusjon i andre energimarkeder:** Analyserer etterspørselssubstitusjon i andre energimarkeder når norsk olje- og gassproduksjon øker og forbruket av andre energikilder blir redusert
- **Steg 3 – Tilbudssubstitusjon i olje- og gassmarkedet:** Analyserer tilbudssubstitusjon i olje- og gassmarkedet ved at andre olje- og gassprodusenter blir fortrent når norsk produksjon øker

I første del av rapporten blir rammeverket presentert. Deretter gjennomgås resultater for olje og gass, hver for seg. Til sist gjennomgås scenarioanalyser samt usikkerhet rundt hovedantagelser og sensitiviteter.

### Steg 1 – Markedsrespons i olje- og gassmarkedet

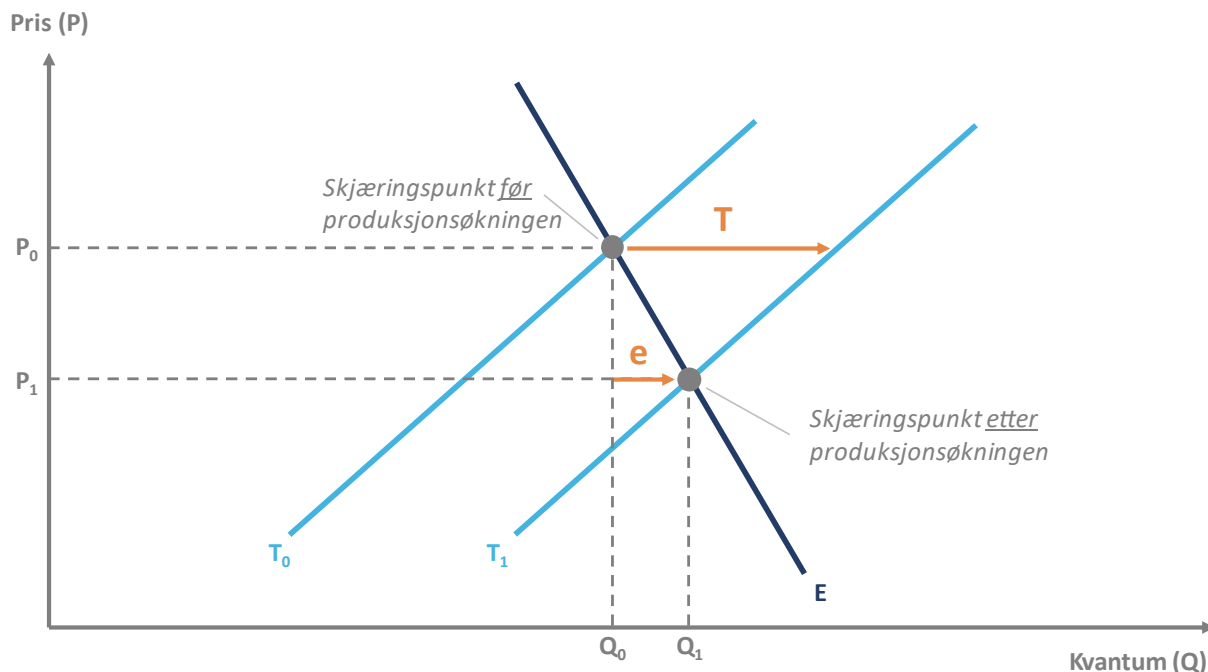
I de aller fleste markeder (både olje- og gassmarkedet og andre markeder) vil nytt tilbud både utkonkurrere annet tilbud samtidig som etterspørselen etter produktet øker. Markedet rebalanseres ved at både tilbudssiden og etterspørselssiden responderer på prisendringen som følger av det økte tilbudet. Større kvantum vil bli etterspurt og levert, og det vil skje til en lavere pris enn tidligere. Tilbuds- og etterspørselssidens evne til å respondere på slike prisendringer beskrives ved priselastisiteter, et matematisk mål på prisfølsomhet. Figur 1 viser hvordan tilbuds- og etterspørselskurver med stor og lav priselastisitet konseptuelt ser ut. Markeders elastisiteter varierer med tidshorisont, og det er viktig at samme tidshorisont anvendes for både tilbuds- og etterspørselssiden når markedsanalyser gjennomføres. Alle analysene i denne rapporten bruker 2030 som relevant tidshorisont (mellomlang sikt relativt til 2023). Dette innebærer at forbrukere og andre produsenter har god tid til å tilpasse seg et signal om økt produksjon.



Figur 1: Konseptuell skisse av tilbuds- og etterspørselastisiteter

Etterspørsels- og tilbudselasitet defineres som den relative endringen i etterspurt eller tilbudt kvantum gitt en relativ endring i pris lik 1%. Etterspørselastisiteter er normalt negative, mens tilbudselasiteter er positive. Fortegnet forteller at etterspurt kvantum faller ved økende priser mens tilbudt kvantum øker. Det finnes to ytterpunkter for elastisiteter – fullstendig elastisk og fullstendig uelastisk. Fullstendig uelastisk betyr at en endring i pris ikke medfører noen endring i tilbudt eller etterspurt kvantum, og dette illustreres ved en vertikal kurve. Det motsatte tilfellet betegnes som fullstendig elastisk, og innebærer at prisen er uavhengig av tilbudt eller etterspurt kvantum. Dette illustreres ved en horisontal kurve. Innenfor disse ytterpunktene sies en tilbuds- eller etterspørselskurve å være elastisk når elastisiteten er større enn 1 i absoluttverdi, enhetselastisk når elastisiteten er lik 1 i absoluttverdi, og uelastisk når elastisiteten er under 1 i absoluttverdi. Første og siste eksempel illustreres for hver side av markedet i Figur 1.

Figur 2 beskriver det nye likevektspunktet mellom tilbud og etterspørsel, gitt en økning i tilbudet. Figuren beskriver det globale markedet for olje og gass, og økningen i norsk produksjon er gitt ved «T». Økningen i produksjon flytter tilbudskurven til høyre i diagrammet. Etterspørselsøkningen som følger av at tilbudet er økt, og dermed prisen redusert, er gitt ved «e». Denne størrelsen kan tolkes som den endelige markedsresponsen gitt tilbudsøkningen. Det nye skjæringspunktet mellom tilbuds- og etterspørselskurven utgjør det nye likevektspunktet. Ligningen under Figur 2 beskriver denne effekten kvantitativt. Markedsresponsen, altså etterspørselsøkningen e, er lik tilbudsøkningen T ganget med en andel mellom 0 og 100%, gitt som forholdet mellom (den absolutte) etterspørselastisiteten « $E_e$ » og summen av etterspørselastisiteten og tilbudselasiteten « $E_t$ ». For en utledning av denne ligningen, se appendiks.



Figur 2: Konseptuell skisse av markedsresponsen ved produksjonsøkning

$$\text{Markedsrespons} = e = T * \frac{|E_e|}{|E_e| + E_t}$$

Figur 2 forklarer den fundamentale markedsbevegelsen som følger av økt tilbud, fortregning av annet tilbud og økt nettoetterspørsel grunnet reduserte priser. Nettoendringen i forbrenningsutslipp som denne mekanismen medfører er proporsjonal med etterspørselsendringen  $e$ , fordi både det økte og det fortregnte tilbudet har samme faste forbrenningsfaktor knyttet til seg. Nettoøkningen i globalt kvantum etterspurt olje og gass, og de økte globale forbrenningsutslippene som følger direkte av dette, bestemmer altså størrelsen på utslippseffekten i steg 1. Kun dersom det økte eller det fortregnte tilbudet i Figur 2 har nedstrøms karbonfangst- og lagring knyttet til seg, eller hvis etterspørselsendringen drives av petrokjemisk industri eller andre som ikke bruker hydrokarboner til forbrenning, brytes det proporsjonale forholdet mellom volumer og utslipp. Slike effekter analyseres imidlertid ikke i denne rapporten. Det er også mulig at økt tilbud ikke medfører noen etterspørselsendring overhodet, men det krever at etterspørselssiden er fullstendig uelastisk. En slik effekt analyseres nærmere i kapitlet om scenarioanalyser.

I denne rapporten benytter Rystad Energy relevant forskning for å bestemme etterspørsel弹isiteten for olje og gass. En oppsummering av litteraturstudiet er presentert i delkapitlene til steg 1 for olje og gass. Rystad Energy har i litteraturstudiet benyttet seg av en rekke inkluderingskriterier for å finne relevant og representativ litteratur, og disse kriteriene er listet i appendiks. For å bestemme tilbudselasticiteter benyttes Rystad Energys egne tilbudskurver. Punktet på tilbudskurven hvor elasticiteten leses av bestemmes av hvilket etterspørselsscenario man legger til grunn. I denne rapporten benyttes tre fremtidsscenarioer fra World Energy Outlook (IEA, 2022a) og Net Zero by 2050 (IEA, 2021) for å bestemme etterspørsel. Forbrenningsutslippene bestemmes basert på Statistisk sentralbyrås utslippstall for olje, tørr- og våtgass (SSB, 2022).

## Steg 2 – Etterspørselssubstitusjon i andre energimarkeder

Når etterspørselen etter olje og gass øker på grunn av lavere priser (steg 1), vil etterspørselen etter andre energiformer falle. Denne effekten kalles etterspørselssubstitusjon. For olje analyseres substitusjonen innad i transportsektoren, da reduserte oljepriser styrker fossilbilers konkurranseevne relativt til elbiler. Den økte etterspørselen etter olje kommer på bekostning av forsinket og marginalt redusert etterspørsel etter elbiler. For gass vil substitusjonen skje innad i kraftsektoren og industrisektoren, hvor konkurranseevnen til kull, fornybar energi og gass analyseres. Ytterligere nyanser av disse mekanismene beskrives i steg 2 for olje og gass senere i rapporten.

En antagelse i denne rapporten er at summen av nytte som forbrukere utleder av sluttbruk av energi ikke lar seg påvirke av økt tilbud og reduserte priser på olje og gass. Selv om økt oljetilbud medfører billigere bensin, og dermed en endring i forbrukernes bruksmønster i form av mer fossilbil, er med andre ord det totale kjøremønsteret likt slik at elbilbruk reduseres tilsvarende. På samme måte gir økt gasstilbud lavere gasspriser og dermed større bruk av gass til strømproduksjon, men strømproduksjon fra alternative energikilder må da reduseres slik at total mengde strøm produsert holdes konstant. For en mer detaljert diskusjon rundt denne antagelsen, se kapitlet om andre metodevalg og avgrensninger.

For olje vil utslippseffekten i steg 2 bestemmes av sammensetningen til kraftproduksjonen som fortrenses som følge av mindre elbilladning, ettersom forbrukeren benytter seg mer av fossilbiler. Utslippseffekten for gass bestemmes av den spesifikke kraftkilden som fortrenses som følge av at mer gass blir tilgjengelig for bruk i kraftsektoren. Det totale fortrenste utslippet bestemmes av markedsresponsen i steg 1. Steg 2 fører til reduserte globale utslipp, ettersom det forbrukes mindre av alternative energiformer som selv har tilknyttede utslipp, enten direkte gjennom forbrenning eller indirekte gjennom utslipp ved elektrisitetsproduksjon (med unntak av noen scenarioer som er beskrevet lenger ned i rapporten for olje og gass). En forenkling i denne rapporten er at opp- og midtstrømsutslipp knyttet til fremstillingen av fortrenst energi ignoreres. I praksis er det klimagassutslipp knyttet utvinning og transport av for eksempel kull, og slike utslipp gjør substitusjonseffekten i steg 2 større. Disse er likevel små relativt til forbrenningsutslipp og dermed neglisjert.

I denne rapporten benytter Rystad Energy IEAs kraftmiksentagelser for 2030 til å analysere substitusjonseffekten for olje. For gass benyttes utslippsintensiteten til kullkraft og fornybar energi samt en analyse av relevante markeder for import av flytende naturgass (LNG) for å bestemme hvor store andeler av kullkraft og fornybar energi som fortrenses.

### Steg 3 – Tilbudssubstitusjon i olje- og gassmarkedet

Produksjon av olje og gass på norsk kontinentalsokkel har betydelig lavere utslipp enn snittet i verden. Dette skyldes strenge reguleringer og klimatiltak, både off- og onshore. I steg 3 sammenlignes utslipp fra det fortrenste tilbudet fra andre produsenter med det økte tilbudet fra Norge. Ulike produksjonsmetoder (skifer, oljesand og lignende) og ulike egenskaper ved de produserte volumene (elektrifisering, tyngde, svovelgrad og lignende) gjør at utslippene fra ulike produsenter varierer betydelig. I steg 1 beregnes volumene som fortrenses som andel av de økte volumene fra norsk sokkel. I steg 3 beregnes både oppstrøms- og midtstrømsutslipp tilhørende det fortrenste tilbudet og det økte norske tilbudet, separat for olje og gass.

For olje, som handles på et globalt marked, sammenlignes norsk produksjon med produksjonen som vil bli utkonkurrert om Norge øker sin egen. For olje gjøres analysen av den utkonkurrerte produksjonen fra feltene med balansepris over 50 USD per fat i 2030, om lag 9% av total produksjon. Metanutslipp assosiert med oljeproduksjon i Norge og i utlandet inkluderes.

Tilsvarende gjelder for gass fordi denne handles globalt som LNG. Ved å øke norsk gassproduksjon vil eksportvolumet av norsk rørgass til Europa øke, og fortrenge annet tilbud i Europa. Dette er i utgangspunktet en lokal effekt i Europa, men siden Europa importerer LNG vil effekten spre seg og det vil bli prissmitte i det globale LNG-markedet. Denne effekten diskuteres senere i rapporten, og det blir vist at den globale marginalprodusenten av LNG er USA. Derfor sammenlignes norske utslipp knyttet til produksjon og transport av rørgass med amerikansk LNG. Andre LNG-produsenter vil ha sammenlignbare utslipp som USA med flytendegjøring, transport og gassifisering som viktige deler av utslippene. Variasjoner vil komme av produksjonsutslipp, effektivitet på flytendegjøringen og transportdistanse.

Rystad Energy bruker offentlig rapporterte tall for å bestemme utslippsintensiteten til produksjonen av olje, gass og LNG. Der offentlig rapporterte tall ikke er direkte tilgjengelig benyttes Rystad Energys kommersielle databaser og modeller, også basert på offentlig tilgjengelig data, for å beskrive utslippene. For all økt produksjon på norsk sokkel antas det at produksjonen er helelektrifisert med kraft fra land. Rystad Energy inkluderer ikke scope 2-utslipp knyttet til oppstrømsutslipp i Norge eller internasjonalt.

## Rammeverkets anvendelsesområde og symmetri

Rammeverket som benyttes for å beregne klimaeffekten ved å øke norsk olje- og gassproduksjon i denne rapporten er generelt og kan benyttes til å bestemme lignende effekter i andre sektorer og deler av energimarkedet. I rammeverket anvendes symmetriske elastisiteter, slik at relativ respons er lik for både prisøkninger og -reduksjoner. Dette er i tråd med konvensjonen i økonomisk litteratur, og innebærer at rammeverket også kan brukes for å estimere klimaeffekten av å *kutte* norsk produksjon. For å analysere et kutt vil det imidlertid være nødvendig å gjøre enkelte justeringer i antagelser knyttet til tidshorisont og fremtidsscenario, men det samme rammeverket kan benyttes.

## Introduksjon av scenarioer

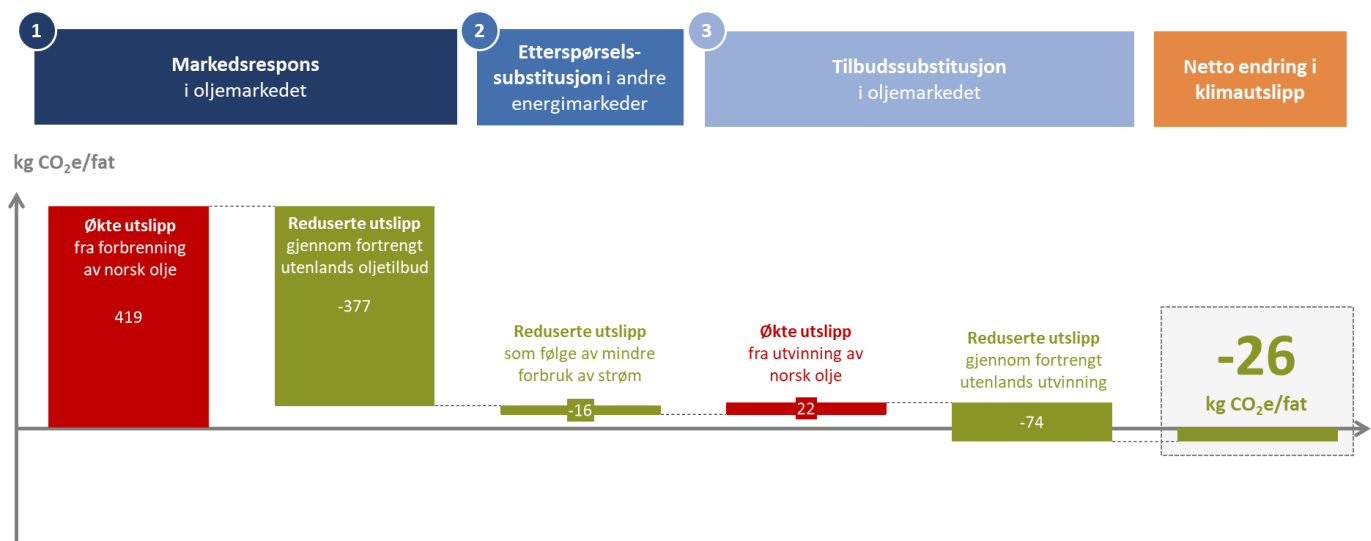
Rystad Energy presenterer i denne rapporten tre ulike scenarioer, ett hovedscenario kalt «gradvis transisjon», samt to alternative scenarioer kalt «tregere transisjon» og «raskere transisjon». Scenarioene representerer forskjellige syn på elastisiteter, fremtidig energibruk, kraftmikser, produksjonsutslipp og lignende. I rapporten blir det redegjort for alle scenarioene, men hovedscenarioet diskuteres grundigst og brukes til å illustrere rammeverket gjennom rapporten. De alternative scenarioene blir nevnt der det er relevant og der de er en sentral del av analysen, for eksempel når det gjelder estimering av tilbudselastisiteter ut fra etterspørselssyn. Scenarioene gjennomgås i detalj bakerst i rapporten, i kapitlet om scenarioanalyser og resultater.

Scenarioet *gradvis transisjon* er hovedscenarioet for analysen. Her hensyntas annonserte klimatiltak som f.eks. «Global Methane Pledge» (Global Methane Pledge, 2021) for metanutslippsreduksjon samt gradvis utfasing av kullkraftverk. IEAs «Announced Pledges Scenario» (APS) (IEA, 2022a) legges til grunn for petroleumsetterspørsel og kraftmiks i dette scenarioet. Det alternative scenarioet *tregere transisjon* innebærer i stedet høyere andel kull i den globale kraftmiksen og høyere utslipp knyttet til olje- og gassproduksjon. Her legges i stedet IEAs «Stated Policies Scenario» (STEPS) (IEA, 2022a) til grunn for petroleumsetterspørsel og kraftmiks. Som kontrast til dette, viser det alternative scenarioet *raskere transisjon* en utvikling der klima- og energipolitikken bidrar til betydelig raskere nedfasing av fossil energi enn i hovedscenarioet. Det antas at det innføres etterspørselstiltak som reduserer etterspørsel etter fossilt brensel (for eksempel utfasing av fossilbil), «uavhengig» av råvareprisene. IEAs «Net Zero Emissions» (NZE) (IEA, 2021) legges til grunn for petroleumsetterspørsel og kraftmiks i dette scenarioet. Alle andre antagelser og nyanser om scenarioene er basert på Rystad Energys analyser og dokumentert i denne rapporten.

## Beregnet klimaeffekt av å øke norsk oljeproduksjon

Denne delen av rapporten trekker frem sentrale antagelser, resultater og nyanser rundt hovedscenarioet, kalt *gradvis transisjon*, for olje. Alternative scenarier blir belyst der det er hensiktsmessig og analyseres i et eget kapittel mot slutten av rapporten. Under følger en oppsummering av resultatene fra de forskjellige stegene i analysen for olje. Dette oppsummeres visuelt i Figur 3.

- **Steg 1:** 90% av fremtidig økt oljeproduksjon går til å erstatte annen oljeproduksjon, mens 10% absorberes gjennom økt etterspørsel. Denne mekanismen gjelder uansett om den nye oljeproduksjonen kommer fra Norge eller andre produsenter, siden oljemarkedet er globalt. Økning i oljeetterspørsel (10%) vil bidra til økte utslipp fra sluttbruk/forbrenning tilsvarende  $419 - 377 = 42$  kg CO<sub>2</sub> per fat ny oljeproduksjon levert til markedet.
- **Steg 2:** Økt etterspørsel etter olje (10%) i steg 1 forsinker elbilbruk grunnet lavere oljepris. Unngåtte utslipp grunnet redusert kraftproduksjon til elbilbruk tilsvarer 16 kg CO<sub>2</sub> per fat ny oljeproduksjon levert til markedet.
- **Steg 3:** Utslippseffekten fra endret oljetilbud blir beregnet ved å legge til utslippene fra produksjon og prosessering av ny norsk oljeproduksjon (100%) og trekke fra tilsvarende unngåtte utslipp fra annen utkonkurrert oljeproduksjon (90%). Denne effekten avhenger dermed av feltspesifikke utslipp knyttet til ny norsk oljeproduksjon. På grunn av vesentlig lavere utslipp knyttet til produksjon og prosessering av olje i Norge enn i utlandet, reduseres nettoutslippene med  $74 - 22 = 52$  kg CO<sub>2</sub>e per fat i dette steget.



Figur 3: Netto klimagassutslipp fra økt norsk oljeproduksjon i hovedscenarioet

Samlet gir steg 1-3 en nettoreduksjon i klimagassutslipp på 26 kg CO<sub>2</sub>e per fat i fremtidig økt norsk oljeproduksjon med kraft fra land. Resultatet skyldes lav etterspørselsrespons i oljemarkedet kombinert med at den økte norske produksjonen har betydelig lavere utslipp enn oljeproduksjonen den utkonkurrerer. I delkapitlene under forklares stegene i større detalj, i tillegg til at resultatene drøftes for hvert steg.

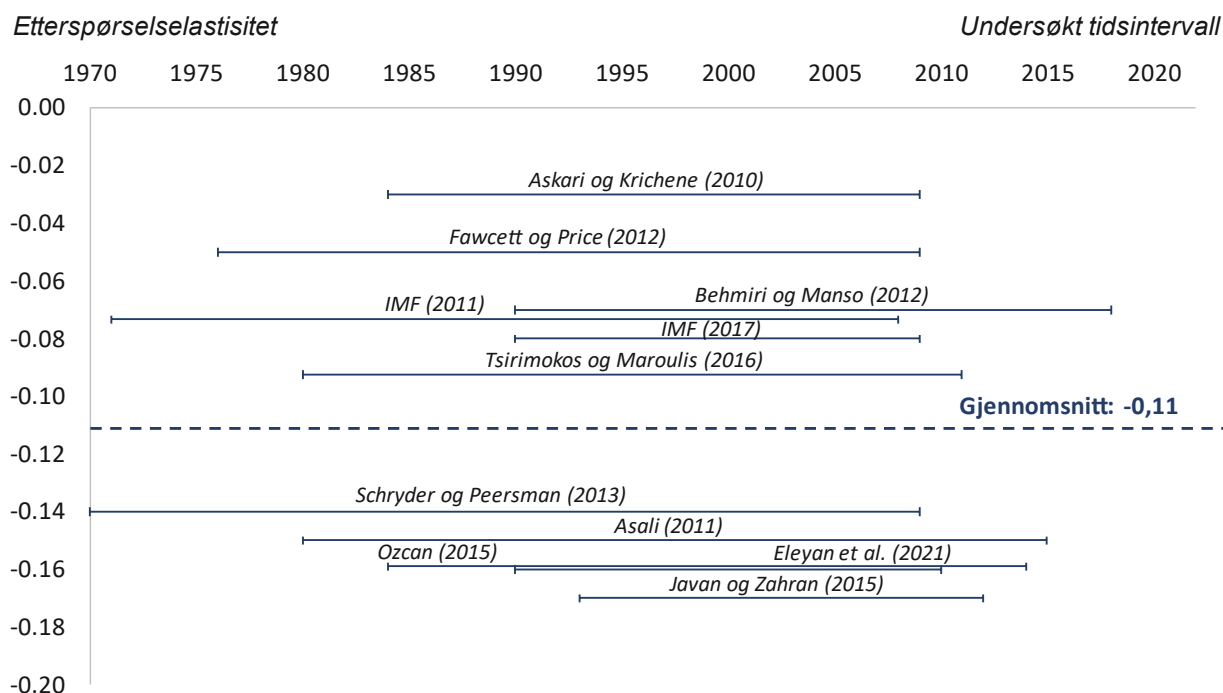
### Steg 1 – Markedsrespons i oljemarkedet

I steg 1 vurderes utslippene tilknyttet markedsresponsen ved økt tilbud av olje. Etterspørselastisiteten for olje anslås til å være -0,11, basert på forskningslitteratur. Tilbudselastisiteten anslås til å være 1, basert på Rystad Energys tilbudskurver og IEAs etterspørselsscenarioer. Dette betyr at oljeetterspørselen er uelastisk, mens oljetilbudet er omtrent enhetselastisk, og tilbudssiden i markedet er dermed relativt sett mye mer elastisk enn etterspørselssiden. I tråd med formelen presentert i Figur 2, beregnes markedsresponsen i oljemarkedet per fat økt norsk oljetilbud til 10%. Dette betyr at ved økt norsk produksjon, vil 10% av økningen gå til ekstra tilbud i markedet, og 90% vil gå til å erstatte eksisterende tilbud. Forbrenning av ett fat olje gir utslipp på 419 kg CO<sub>2</sub>. Ved økt

produksjon vil kun andelen som øker nettotilbudet, 10%, gi økte utslipp. Dermed gir økt oljetilbud utslipp tilsvarende 42 kg CO<sub>2</sub> per nye fat til markedet i steg 1.

Estimering av etterspørselselastisitet for olje

For å bestemme etterspørselselastisiteten for olje benyttes relevant forskning. Figur 4 gir en oversikt over dette. Det er gjennomgått en rekke studier, og gjennomsnittet gir en langsiktig etterspørselselastisitet for olje på -0,11. Dette innebærer at en reduksjon i oljeprisen på 1% vil føre til en økning i etterspørselen etter olje på 0,11% på lang sikt. Estimaten på etterspørselselastisitet strekker seg fra -0,16 til -0,03. Forskjellene mellom elastisitetsresultatene fra litteraturen kan delvis forklares ved ulike antagelser, herunder region, tidshorisont og statistisk fremgangsmåte.



Figur 4: Langsiktig etterspørselselastisitet for olje fra forskningslitteratur

Etterspørselselastisiteten er estimert basert på et gjennomsnitt av relevant litteratur utgitt mellom 2008 og i dag. Det er kun inkludert studier som undersøker langsiktig etterspørselselastisitet for olje i flere land under ett, og som er fagfellevurdert eller utgitt av anerkjente institusjoner som IMF eller IEA. Etterspørselselastisiteten vil variere over tid, bl.a. på grunn av endrede bruksområder og substitusjonsmuligheter for olje. For å få et best mulig mål på elastisiteten i dag og fremover, er derfor studier som benytter seg av tidsserier med data før 1970 ekskludert. Disse anses som lite relevante for nåværende og fremtidig etterspørselselastisitet. Studier skal ideelt sett studere tidsperioder nærmest mulig i dag, men det er også nødvendig med en tilstrekkelig lang studert tidsperiode for å fange den langsiktige etterspørselselastisiteten. Studiene inkludert i estimatet har hovedvekten av studert tidsrom mellom 1990 og 2008, som er å betrakte som et godt estimat på dagens etterspørselselastisitet. Elastisiteten er også relativt stabil i tidsrommet. Se kildeliste for fullstendig oversikt over gjennomgått forskningslitteratur, samt appendiks for en oversikt over inkluderingskriterier i litteraturstudiet.

I tidsperioden fremover kan økende elektrifisering være med på å gjøre etterspørselselastisiteten mer elastisk, siden det i større grad vil være mulig å skifte ut olje med strøm. Men etter at relevante segmenter har byttet fra olje til strøm vil de gjenstående segmentene være mindre elastiske, siden disse har få eller ingen alternativer til olje. Effekten av elektrifisering er dermed uklar. Et eksempel er den tidligere utstrakte bruken av olje i kraftsektoren. Mulighet for å bytte mellom olje og kull gjorde elastisiteten for olje høyere. Flere studier viser at elastisiteten til olje sank etter hvert som olje i større grad ble faset ut.

Det er gjort betraktelig flere studier av etterspørselselastisiteten til bensin, men denne kan ikke sammenlignes direkte fordi etterspørselen etter bensin er nødt til å være mer elastisk enn olje. Prisen på bensin endrer seg med

prisen på olje, men alltid i mindre grad prosentvis på grunn av faste kostnadsledd som raffinering, transport og avgifter. Som et resultat vil en oljeprisutløst endring i forbruk av bensin (og olje) utløses av en mindre prosentvis prissvingning i bensinprisen enn i oljeprisen. Altså er bensinnetterspørselen mer elastisk enn oljeetterspørselen. I tillegg til dette fanger ikke bensinpriselastisiteter opp det faktum at alternative etterspørrere etter råolje, som tungtransport, maritim sektor og petrokjemi, antagelig er mindre elastiske enn bensinnetterspørrere. Fordi bensin utgjør en mindre del av den totale etterspørselen etter råolje, risikerer man å overestimere elastisiteten ved å ignorere alternative etterspørselssegmenter. En gjennomgang av forskningslitteratur viser at bensin har en etterspørselstelasitet på omtrent  $-0,5$ , omtrent fem ganger så elastisk som råolje, gitt funnene i Figur 4.

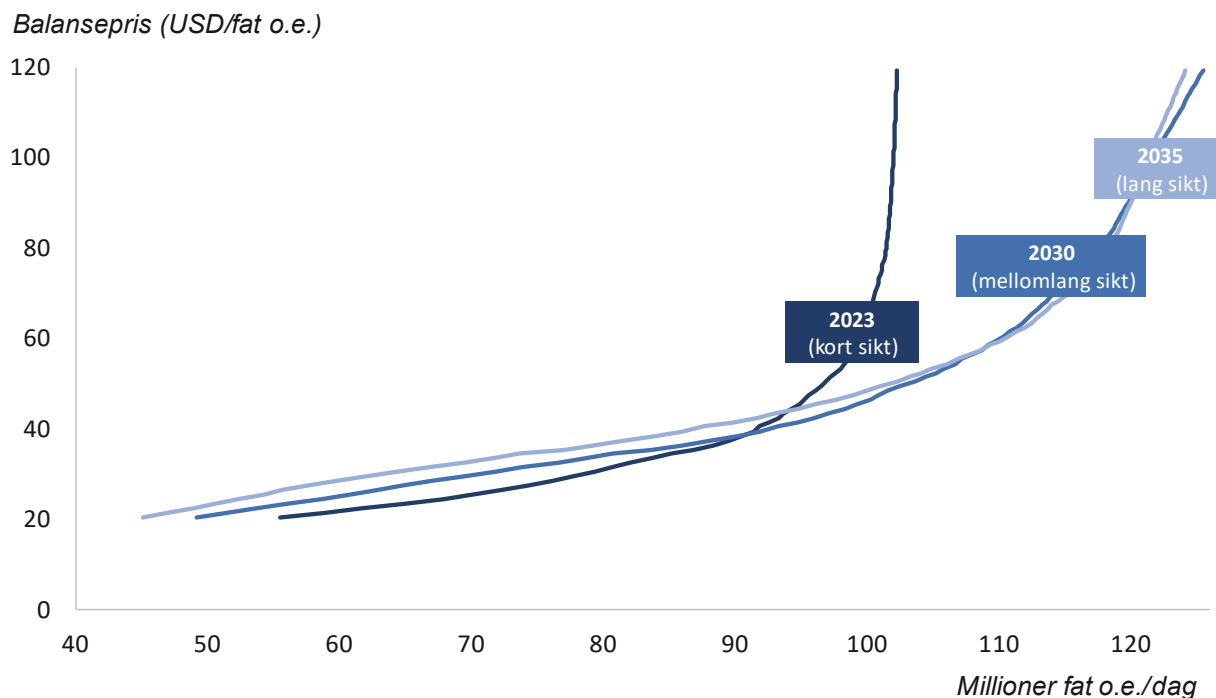
Etterspørselen etter gass bør også være mer elastisk enn etterspørselen etter olje. Dette skyldes at det normalt er mer utfordrende å erstatte olje enn gass. Gass kan i større grad erstattes med strøm eller andre brensler som kull, mens det finnes færre alternativer til olje. Rystad Energys estimat av etterspørselstelasiteten for gass, som beskrives i kapittel 1 for gass, er  $-0,6$ . Dette betyr at gassetterspørselen er omtrent seks ganger mer elastisk enn olje.

Det finnes også grunnlag for at etterspørselen etter olje kan være enda mindre elastisk. Kun et fåtall av studiene benyttet inkluderer land fra Midtøsten. Noen av disse landene har en *positiv* etterspørselstelasitet, altså at en økning i oljepris gir økt etterspørsel. Dette skyldes at en økning i oljeprisen styrker økonomien i disse landene betraktelig og således øker konsumet av olje. Denne positive oljepriselastisiteten vil bidra til en mindre elastisk oljeetterspørsel globalt. Studiene er likevel ikke inkludert i beregningen av etterspørselstelasiteten for olje siden landene utgjør en liten andel av global oljeetterspørsel. Det er også andre grupper land som er mindre representert i de benyttede studiene, men det uklart hvorvidt en inkludering ville gitt en mer eller mindre elastisk etterspørsel.

Estimering av tilbudselastisitet for olje

Figur 5 viser Rystad Energys tilbudskurver for oljer for ulike tidshorisonter. Hver kurve viser sammenhengen mellom balansepriser (på y-aksen) og volumet av olje aktivert på hvert prisnivå (på x-aksen). Kurvene er basert på Rystad Energys globale oppstrømsdatabase, og omfatter produksjonsvolumer og balanseprismodellering av alle kjente oljeproduiserende felter i verden. Merk at balanseprismodelleringen gjøres uavhengig av etterspørselssyn. Tilbudskurvene i Figur 5 er svært egnede verktøy for å estimere tilbudselastisiteter fordi de utgjør komplette beskrivelser av tilbudssiden i markedet. For å finne tilbudselastisiteten i et punkt for en av kurvene, holder det å studere hvordan balanseprisen (y-verdien) endrer seg langs tilbudskurven gitt en prosentvis endring i kvantumet (x-verdien). Dette er til forskjell fra etterspørselssiden, hvor kun faktiske priser og kvantum over tid studeres for å bestemme elastisiteten.





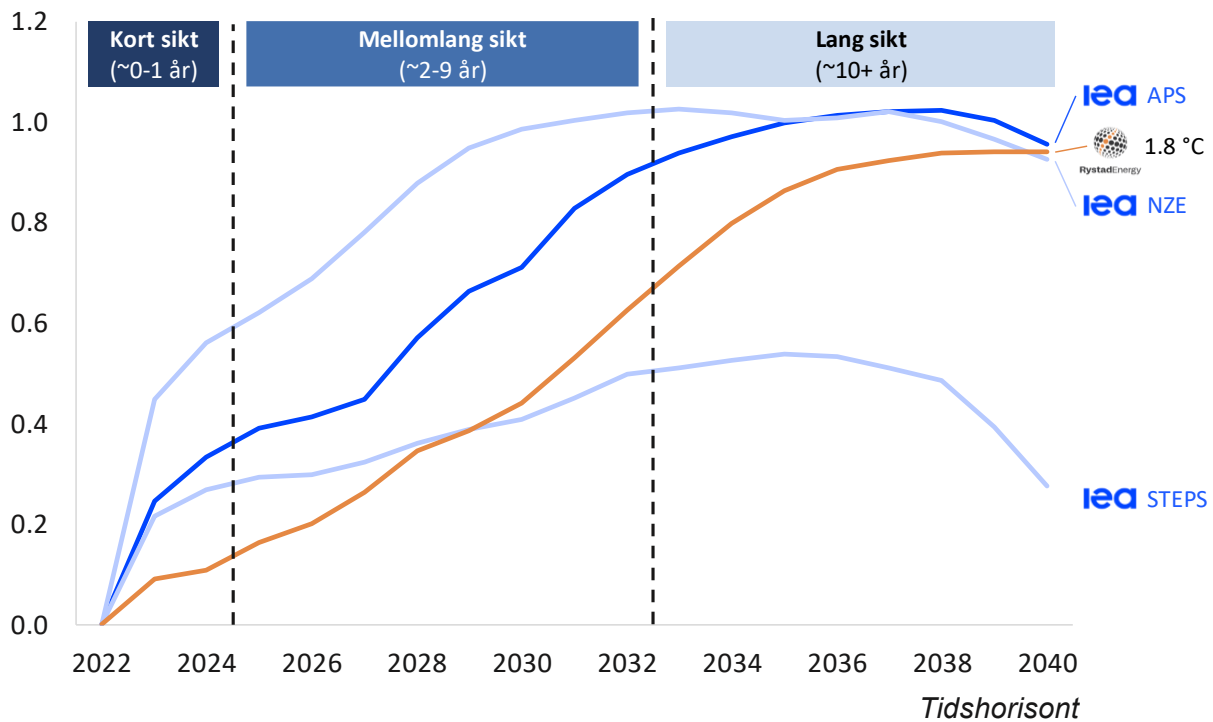
Figur 5: Rystad Energys dynamiske globale tilbudskurver for væsker for ulike tidshorisonter

Et viktig poeng i denne analysen er at tilbudskurvene som legges til grunn er dynamiske snarere enn momentane. Dette innebærer at kurvene beskriver oljetilbudets sensitivitet mot langsiktig oljeprisantagelse fra i dag (2023) og frem i tid, og ikke oljetilbudets sensitivitet mot oljeprisendringer kun i selve året som hver kurve representerer. Bare på denne måten kan tilbudselasticitet på mellomlang og lang sikt estimeres. Alternativet ville gitt en underestimert elasticitet og resultert i brattere kurver enn i Figur 5. I tråd med dette viser figuren at tilbudskurvene drives mot høyre når tidshorisonten økes fra 2023 til 2030 og 2035. Investeringsmuligheter, generell fleksibilitet og evne til å respondere på høyere balansepriser øker altså med tid.

Den viktigste driveren av oljetilbudets evne til å respondere på høyere priser er det amerikanske skiferoljesegmentet. En betydelig andel av totalt volum olje som kan mobiliseres i 2030 er drevet av en prisrespons fra dette segmentet. Dette kommer av at responstiden og den økonomiske dynamikken i skiferoljesegmentet er en helt annen enn i andre tilbudssegmenter. Store volumer av skiferolje og -gass er lett tilgjengelig og kan produseres til lave balansepriser, og når produksjon først setter i gang vil mer enn 50% av ressursene produseres de to første årene. Selv i skifersegmentet kreves det imidlertid investeringer dersom en storskala tilbudsrespons skal finne sted, og trenden i bransjen har de senere årene vært kapitaldisiplin og begrenset risikoappetitt. Ved høyere langsiktige oljepriser vil imidlertid skiferprodusenter nyte større frie kontantstrømmer, slik at investeringsviljen øker. Høyere oljepriser har med andre ord *dobbelt* effekt i skifersegmentet – ikke bare øker mengden volumer med positiv netto nåverdi, men på grunn av segmentets kontantbegrensning vil større frie kontantstrømmer øke investeringsviljen og følgelig antall prosjekter som faktisk bygges ut.

Rystad Energys tilbudskurver inkluderer både produserende, oppdagede og uoppdagede ressurser i etablerte bassenger per i dag, men ikke ytterligere risikable ressurser enn dette. I praksis viser historien imidlertid at lange perioder med svært høye oljepriser utløser både ny aktivitet i geografiske områder og segmenter hvor oljeutvinning tidligere aldri har eksistert, og ikke minst teknologiutvikling som styrker utvinningsmulighetene og reduserer kostnadene. Et eksempel på dette er nettopp skiferolje og skifergassproduksjonen. Slike effekter ignoreres i denne analysen, men taler for at oljemarkedets langsiktige elasticitet potensielt er høyere enn indikert i Figur 5.

### Tilbudselastisitet



Figur 6: Estimert tilbudselastisitet for olje for ulike tidshorisonter og etterspørselsscenarioer

Figur 6 viser oljens tilbudselastisitet for ulike tidshorisonter og etterspørselsscenarioer. I hvert år er en kurve som i Figur 5 først krysset med et av de fire etterspørselsscenarioene vist til høyre i Figur 6. Elastisiteter er så estimert i hvert krysningspunkt, og plottet i grafen. Først og fremst er det tydelig at tilbudselastisiteten øker jo større tidshorisonten blir. Dette er i tråd med økt fleksibilitet over tid, som forklart over. I tillegg varierer tilbudselastisiteten med etterspørselsscenarioet. Dette viser at det ikke utelukkende er selve tilbudskurven i hvert år som teller, men også hvilket punkt på kurven elastisiteten leses av i. IEAs STEPS representerer eksempelvis et etterspørselssyn med høy oljeetterspørsel. Dermed leses tilbudskurven av i punkter der tilbudt kvantum allerede er høyt, og tilbudssidens evne til å respondere på ytterligere prisøkninger mer begrenset.

Med estimater for både etterspørsels- og tilbudselastisitet for olje kan man så anslå en markedsrespons. For at en slik respons skal estimeres riktig, er det imidlertid vesentlig at samme tidshorisont anvendes for begge sider av markedet. Litteraturen om etterspørselsetastisitet skiller typisk kun mellom «kort sikt» og «lang sikt», noe som begrenser valget av tilbudselastisiteter fra Figur 6 tilsvarende. I tråd med konvensjon defineres «lang sikt» i Figur 6 som en tidshorisont på minst 10 år fremover, og grafen leses av i 2035. Selv om 2030 utgjør basisantagelsen for tidshorisont i denne rapporten, indikerer Rystad Energys analyser at selve markedsresponsen, til forskjell fra elastisitetene, ikke er særlig sensitiv til valg av tidshorisont. Det har sammenheng med at fleksibiliteten hos både tilbydere og etterspørrere øker med tid, slik at effektene kansellerer hverandre med tanke på markedsrespons.

Etterspørselen i IEAs APS legges til grunn i hovedscenarioet. Avlest i 2035 i Figur 6 gir dette en tilbudselastisitet på 1. Resultatet fremstår robust med tanke på at de fleste etterspørselsscenarioer konvergerer mot en tilbudselastisitet rundt 1 på lang sikt. I scenarioet *gradvis transisjon* legges IEAs STEPS til grunn, og en langsiktig tilbudselastisitet på 0,5 leses av. I scenarioet *raskere transisjon* analyseres en etterspørselsetastisitet lik null, slik at tilbudssidens elastisitet er irrelevant. Tilbudselastisiteten defineres derfor ikke i dette scenarioet. Se appendiks for en tidsserie av etterspørselen i de forskjellige oljescenarioene.

## Forbrenningsutslipp for olje

For å bestemme CO<sub>2</sub>-utslippene fra økte utslipp som følge av markedsresponsen trengs utslippsintensiteten til olje. I Rystad Energys prognose for norsk oljeproduksjon i 2030, vil et fat olje bestå av 89% råolje og kondensat og 11% våtgass (NGL). Dette refereres til i rapporten som olje. I denne rapporten er SSBs utslippsfaktorer for olje og NGL lagt til grunn (SSB, 2022). Et vektet snitt av disse gir en utslippsintensitet på 419 kg CO<sub>2</sub> per fat. Global intensitet er tilnærmet lik og derfor skilles det ikke på forbrenningsutslipp fra norske eller globale oljefat. (Det skilles imidlertid på opp- og midtstrømsutslipp for norske og globale fat, men dette dekkes av steg 3). En viktig antagelse her er at det forventes at hele fatet går til forbrenning ettersom transportsektoren er den marginale konsumenten av olje. Om man i stedet antok at deler av det marginale fatet gikk til petrokjemi, ville man fått et lavere bruttoforbrenningstall.

## Steg 2 – Etterspørselssubstitusjon i andre energimarkeder

I dette steget analyseres effekten av redusert etterspørsel etter alternative energikilder som følge av nettoøkningen i oljeetterspørsel fra steg 1. Det antas at økt oljeetterspørsel fra steg 1, og lavere oljepriser, ikke påvirker nytten som forbrukere utleder av sluttbruk fra energi globalt. Dermed vil en økning i global oljeetterspørsel tilsvare en reduksjon i etterspørsel etter andre energikilder. I steg 2 beregnes reduksjonen i utslipp dette medfører. Se kapitlet om andre metodevalg og avgrensninger for mer informasjon.

I Rystad Energys hovedscenario *gradvis transisjon* vil 10% av økt norsk oljeproduksjon resultere i økt oljeetterspørsel globalt. Denne økte etterspørselen er forventet å komme fra personbildegmentet, noe som vil redusere behovet for kraft til elbiler gjennom tregere overgang fra fossilbil til elbil. De unngåtte utslippene fra kraftproduksjon til elbiler er estimert til å ha utslipp tilsvarende 162 kg CO<sub>2</sub> per oljefat. Nettoeffekten er derfor reduserte utslipp fra kraftsektoren tilsvarende 16 kg CO<sub>2</sub> per fat økt norsk oljeproduksjon.

### Effekten av økt oljetilbud til transport og petrokjemi

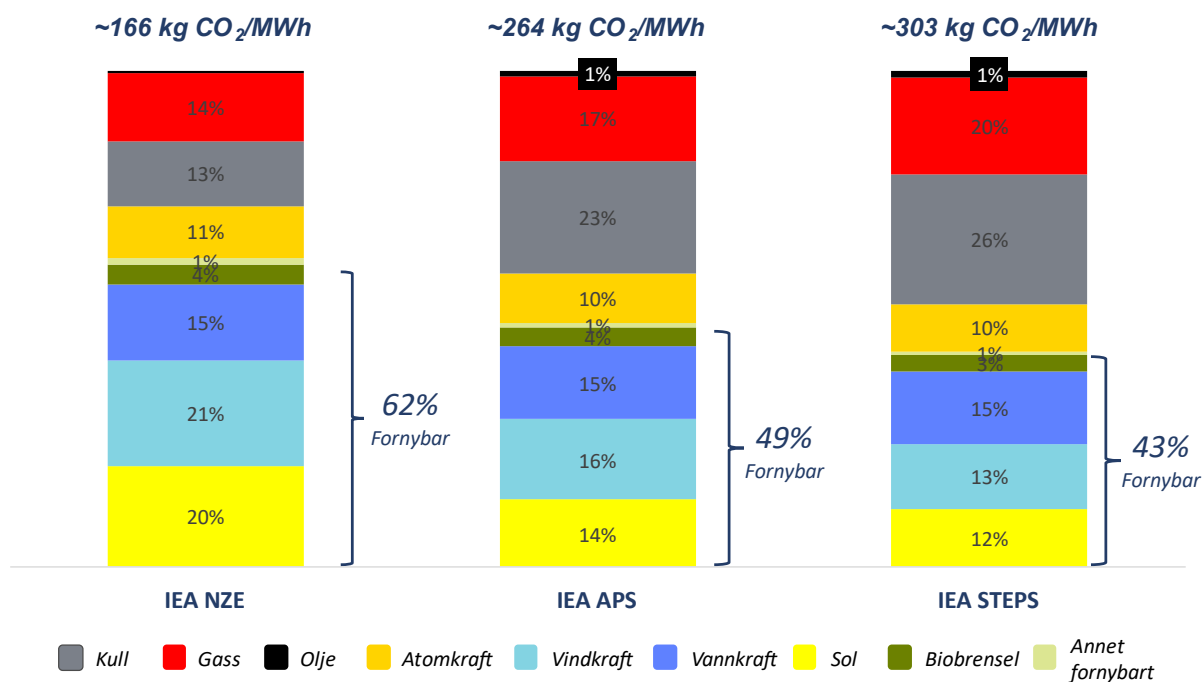
For å finne ut hvilke energikilder som vil reduseres som følge av økt oljeetterspørsel er det naturlig å undersøke sektorer der det finnes substitutter til olje. Verdens olje går i all hovedsak til transport og petrokjemi. I denne analysen er det antatt at petrokjemisk industri har få substitusjonsmuligheter innenfor det relevante tidsrommet, slik at økt oljetilbud kun vil påvirke etterspørselen i transportsektoren. Innen transport kan man igjen undersøke fem hovedsektorer: personbiler, lastebiler, busser, luftfart og maritimt. Blant disse sektorene er det personbildektoren som er størst og mest eksponert for substitutter. Derfor er det i denne rapporten lagt til grunn at det marginale norske oljefatet vil gå til personbildektoren, og dermed bidra til å forsinke overgangen fra bensinbiler til elbiler globalt.

Det kan tenkes at substitusjonen også vil foregå innen andre veitransportsektorer. Det finnes noe bruk av elektrisitet, biodrivstoff og hydrogen i lastebiler og busser, men teknologien er kommet kortere enn i personbildektoren. Det forventes likevel at bruken vil tilta frem mot 2030, men i den grad substitusjonen skjer mellom olje og elektrisitet (eller et drivstoff fremstilt fra elektrisitet) kan resultatet tenkes å bli tilsvarende som for personbildektoren. Innen maritim sektor og luftfart er det per i dag få reelle substitutter til olje, men på sikt forventes det at elektrisitet, biodrivstoff, hydrogen og ammoniakk vil kunne tas i bruk. Likevel utgjør disse sektorene en vesentlig mindre andel av oljeetterspørselen enn veitransportsektoren også i 2030, og denne analysen legger derfor ikke til grunn substitusjonseffekter her.

### Utslippseffekt ved fortrent elbilbruk

En lavere oljepris gir lavere bensinpris, som igjen styrker bensinbilens konkurransekraft overfor elbilen. Det kreves vesentlig mindre energi for at en elbil skal reise samme distanse som en bensinbil. Dette kommer av at bensinbiler har ca. 30% virkningsgrad, mot ca. 80% for elbiler. Gitt denne forskjellen, trengs 614 kWh strøm for at en elbil skal kunne tilbakelegge samme distanse som en bensinbil gjør på ett fat med bensin. Økt netto oljetilbud vil derfor fortrenge denne mengden strøm per fat, og utslippseffekten dikteres av utslippsintensiteten til den globale strømmiksen som leverer denne strømmen. Ettersom prissignalet fra økt oljetilbud vil være globalt, vil substitusjonen også skje globalt, og global kraftmiksen legges til grunn for å beregne utslippsintensiteten til fortrent

elektrisitet som ellers ville gått til elbiler. For å beregne utslipp tilknyttet foretrent elektrisitet er IEAs estimater for global kraftmiksblanding i 2030 lagt til grunn. Disse kraftmiksblandingene er vist i Figur 7, med tilhørende gjennomsnittlig utslippsintensitet. Opp- og midtstrømsutslipp knyttet til fremstillingen av kull og andre energikilder som benyttes i kraftmiksen ignorerer i denne analysen.



Figur 7: Global kraftmiksblanding i 2030 fra IEA-scenarioene

Rystad Energys hovedscenario baserer seg på IEAs APS. Basert på en global fornybarandel på 49% i 2030, er strømmiksens utslippsintensitet her 264 kg CO<sub>2</sub> per MWh strøm produsert. Med substitusjonseffekten beskrevet over gir dette en utslippsreduksjon på 162 kg CO<sub>2</sub> per oljefat. Med en markedsrespons fra steg 1 på 10%, er den endelige substitusjonseffekten i steg 2 på 16 kg CO<sub>2</sub> per fat økt norsk oljetilbud. I scenarioet *treger transisjon* legges IEAs STEPS til grunn. På grunn av høyere utslippsintensitet i kraftmiksen samt høyere markedsrespons fra steg 1, øker substitusjonseffekten i steg 2 her til 34 kg CO<sub>2</sub> per fat økt norsk oljetilbud. I scenarioet *raskere transisjon* blir det ingen markedsrespons fra steg 1 siden etterspørselastisiteten er lik null. Substitusjonseffekten i steg 2 er derfor null i dette scenarioet. Se appendiks for utledningen av utslipp per kraftkilde. Alle beregningene (her og i appendiks) ekskluderer opp- og midtstrømsutslipp knyttet til både fossil og fornybare energikilder.

### Steg 3 – Tilbudssubstitusjon i oljemarkedet

Økt norsk oljeproduksjon vil medføre økte oppstrøms-, midtstrøms- og metanutslipp fra norsk produksjon. Samtidig vil en reduksjon i utenlands produksjon bety lavere utenlandske utslipp. Effekten av dette beregnes i steg 3. Relevante parametere er oppsummert i Figur 8. Ved beregning av oppstrøms-, midtstrøms- og metanutslipp inkluderes alle signifikante utslippskilder.

Resultatet i steg 3 er at de totale utslippene netto vil synke med 52 kg CO<sub>2</sub>e per fat økt fremtidig norsk oljeproduksjon i hovedscenarioet. Økt produksjon av norsk olje gir økte utslipp fra oppstrøm, midtstrøm og metan tilsvarende 22 kg CO<sub>2</sub>e per fat. De foretrente globale produksjonsutslippene er på 82 kg CO<sub>2</sub>e per fat. Som redegjort for i steg 1 vil ett ekstra norsk oljefat gi 0,9 færre fat produsert globalt, og dette legges til grunn ved beregning av utslippseffekten.

	Utslippsintensitet kg CO <sub>2</sub> e/fat o.e	Oppstrømsintensitet kg CO <sub>2</sub> /fat o.e.	Midtstrømsintensitet kg CO <sub>2</sub> /fat o.e.	Metanintensitet kg CO <sub>2</sub> e/fat o.e.
Norsk produksjon	22	1 (Elektrifisert)	21	<1
Global produksjon	82	31	26	25

$$\text{Nettoutslipp} = [\text{Utslipp norsk produksjon}] - (1 - e) * [\text{Utslipp global produksjon}]$$

Hvor e er markedsresponsen (lik 10% for olje i gradvis transisjon)

Resultat Gradvis transisjon	-52	-27	-2	-23
-----------------------------------	-----	-----	----	-----

Figur 8: Oversikt over nøkkelparametere benyttet til beregning av utslipp i steg 3 for olje

#### Oppstrømsutslipp ved oljeproduksjon

CO<sub>2</sub>-utslipp fra oppstrømsaktivitet drives hovedsakelig av oljeproduksjon, som blant annet består av boring, forsyning, oppvarming og injeksjon, samt fakling. Det legges til grunn i hovedscenarioet at fremtidig norsk produksjon i 2030 vil være elektrifisert, og dette gir en utslippsintensitet for oppstrøm på omtrent 1 kg CO<sub>2</sub> per fat. Scope 2-utslipp fra kraftproduksjon til sokkelen er ikke inkludert.

For global produksjon er oppstrømsintensiteten høyere. Dette skyldes blant annet mindre fokus på utslippsreduksjon, mer fakling og mer energikrevende oljeutvinning. Økt norsk råoljeproduksjon vil sannsynligvis fortrenge produksjonen av den råoljen med høyest balansepris. I rapporten brukes derfor forventede oppstrømsutslipp i 2030 for råolje med balansepris over 50 USD per fat. Disse fatene har en høyere utslippsintensitet på 31 kg CO<sub>2</sub> per fat, sammenlignet med det globale snittet på 20 kg CO<sub>2</sub> per fat. Høye produksjonsutslipp skyldes ofte bruk av mindre effektive utvinningsmetoder, eller at feltene er i sluttfasen av sin levetid og mer energikrevende å produsere per fat olje. Disse utslippene kan reduseres for eksempel gjennom økt elektrifisering av produksjonen. Fakling gir også store utslipp, og kan reduseres betraktelig gjennom stans av rutinefakling. FN-initiativet «Zero Routine Flaring by 2030» er støttet av 53 oljeselskap og 34 land, inkludert majoriteten av største oljeselskapene (Saudi Aramco, ExxonMobil, Chevron, Shell, TotalEnergies, ConocoPhillips og BP med flere) (World Bank, 2015). Ifølge IEA vil det være mulig å redusere faklingsutslippene med 90% innen 2030, noe som vil senke utslippene for fatene med balansepris over 50 USD per fat til 24 kg CO<sub>2</sub> per fat.

#### Midtstrømsutslipp fra oljeproduksjon

Det er raffinering som står for mesteparten av CO<sub>2</sub>-utslippene i midtstrømsleddet for olje. Modellering av slike utslipp baseres på gjennomsnittlige utslippsintensiteter til raffineriene hvor oljen forventes å bli raffinert, som bestemmes av oljens egenskaper. For midtstrømsutslipp er det antatt at et norsk oljefat vil fortrenge produksjon av et gjennomsnittlig globalt oljefat. Utslipp fra oljetankere for transport av olje er ekskludert, da dette utgjør relativt små utslipp. Norsk olje har høy kvalitet, med lav tetthet og lavt svovelinnhold. Dette gjør det mindre energikrevende å raffinere oljen, og gir dermed lavere utslipp. Midtstrømsintensiteten for norsk olje er på 21 kg CO<sub>2</sub> per fat, mens global midtstrømsintensitet er på 26 kg CO<sub>2</sub> per fat. Tallene kan synke mot 2030 dersom effektiviteten i raffineriene eller bruken av fornybar energi øker.

## Metanutslipp fra oljeproduksjon

Metanutslipp fra oppstrømsleddet i oljeproduksjon er inkludert i analysen. Disse utslippene er hovedsakelig relatert til lekkasjer, ventilering og fakling av assosiert gassproduksjon. Metanutslipp fra midstrømsleddet for olje mangler gode kilder og datagrunnlag og er derfor ekskludert fra analysen. Disse forventes uansett å være relativt like for norsk og global oljeproduksjon. I analysen beregnes klimaeffekten til metan i CO<sub>2</sub>-ekvivalenter over en 100-års periode ved bruk av 100-års Global Warming Potential (GWP), noe som gir lavere utslippseffekt fra metan enn ved å se på effekten over en 20-års periode. Metanutslippene er basert på IEAs «Global Methane Tracker» (IEA, 2022b), som estimerer metanutslipp for olje- og gassproduksjon gjennom forskningslitteratur, rapporterte data og målinger gjort med satellitt. Måling av metanutslipp er fremdeles i en tidlig fase, og det er betydelig usikkerhet rundt estimatene. Derfor er det gjort en egen sensitivetsanalyse av effekten av metanutslipp avslutningsvis i rapporten.

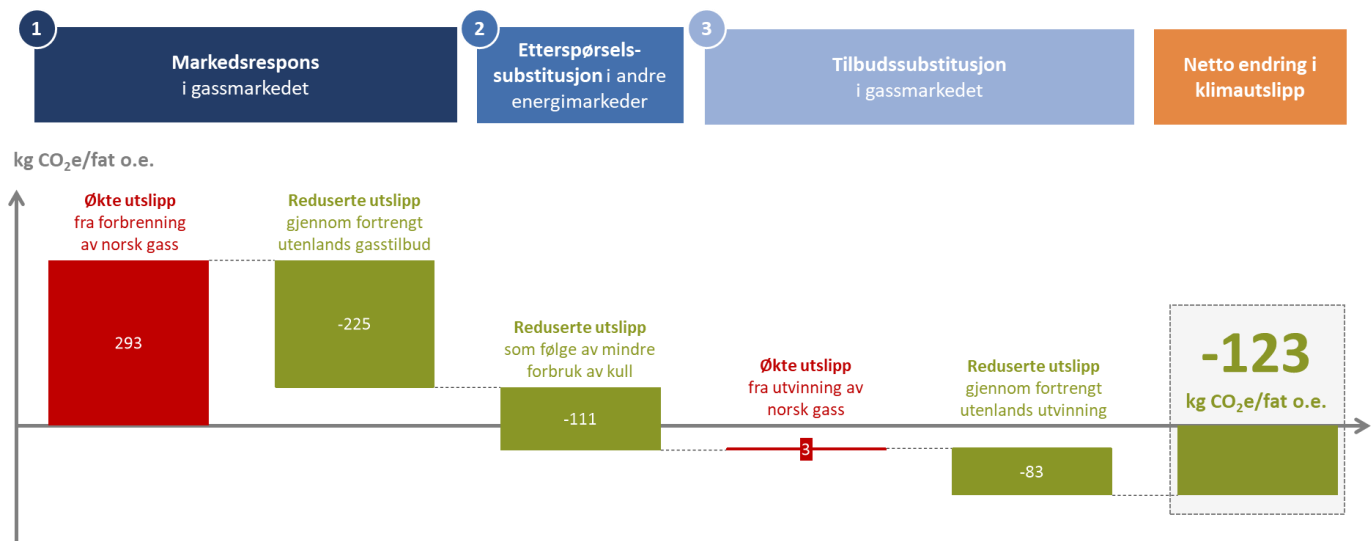
Det er blitt større fokus på metanutslipp de siste årene, og gjennom «Global Methane Pledge» har 95% av verdens land forpliktet seg til å redusere metanutslippene med 30% innen 2030, sammenlignet med 2020-nivået. Disse landene utgjør omtrent 80% av global olje- og gassproduksjon i 2030. Følgelig er det lagt til grunn at metanutslippintensiteten skal reduseres til 70% av dagens nivå for alle land. For å oppnå dette vil reduksjon og identifikasjon av lekkasjer, ventilering og fakling være viktige grep.

Norske metanutslipp er svært lave sammenlignet med globale utslipp. En viktig årsak til dette er at Norge, som et av få land i verden, har gjort fakling forbudt med mindre det er nødvendig av sikkerhetsmessige årsaker. I dag er utslippintensiteten fra metan fra norsk oljeproduksjon 0,6 kg CO<sub>2</sub>e per fat. Tallet er ventet å synke til 0,4 kg CO<sub>2</sub>e per fat i 2030, i tråd med «Global Methane Pledge». Det globale snittet er beregnet til å være 25 kg CO<sub>2</sub>e per fat i 2030, ned 30% fra dagens nivå.

## Beregnet klimaeffekt av å øke norsk gassproduksjon

Klimaeffekten av å øke norsk gassproduksjon benytter seg av rammeverket introdusert tidligere i rapporten og blir analysert for tre alternative scenarier. Denne delen av rapporten trekker frem sentrale antagelser, resultater og nyanser rundt hovedscenarieret *gradvis transisjon*. Alternative scenarier blir belyst der det er hensiktsmessig, ellers analyseres disse i et eget kapittel mot slutten av rapporten. Under følger en oppsummering av resultatene i hovedscenarieret fra de forskjellige stegene i analysen for gass. Dette oppsummeres visuelt i Figur 9.

- Steg 1: 77% av økt fremtidig norsk gassproduksjon går til å fortrenge annen gassproduksjon, mens 23% absorberes gjennom økt etterspørsel. Denne mekanismen gjelder for ny norsk rørgass levert til det europeiske markedet, som smitter over på det globale LNG-markedet. Økning i gassetterspørsel (23%) vil bidra til økte utslipp fra sluttbruk/forbrenning tilsvarende 293 - 225 = 68 kg CO<sub>2</sub> per fat o.e. ny gassproduksjon levert til markedet.
- Steg 2: Økt tilbud av gass (23%), og dermed lavere gasspriser, vil delvis redusere kullbruken i LNG-importerende land. Unngåtte utslipp som følge av redusert bruk av kull tilsvarer 111 kg CO<sub>2</sub> per fat o.e. ved å øke gasstilbudet fra Norge.
- Steg 3: Utslippseffekten av at norsk produksjon fortrenger andre gassprodusenter blir beregnet ved å legge til utslippene fra produksjon, prosessering og transport av ny norsk gassproduksjon (100%) og deretter trekke fra tilsvarende unngåtte utslipp fra utkonkurrert LNG-produksjon (77%). Denne effekten avhenger dermed av feltspesifikke utslipp knyttet til ny norsk gassproduksjon. På grunn av vesentlig lavere utslipp knyttet til produksjon, prosessering og transport av gass fra Norge enn for LNG til Europa, reduseres nettoutslippene med 83 - 3 = 80 kg CO<sub>2</sub> per fat o.e. i dette steget.



Figur 9: Netto klimagassutslipp fra økt norsk gassproduksjon i hovedscenarieret

Samlet gir steg 1-3 en nettoreduksjon i klimagassutslipp på 123 kg CO<sub>2</sub>e per fat o.e. ved økt fremtidig gassproduksjon med kraft fra land. Resultatet skyldes hovedsakelig en kombinasjon av at økt gassetterspørsel delvis erstatter kull, og at det er betydelig lavere utslipp ved å produsere og frakte norsk gass til markedet enn ved å produsere og importere LNG til Europa.

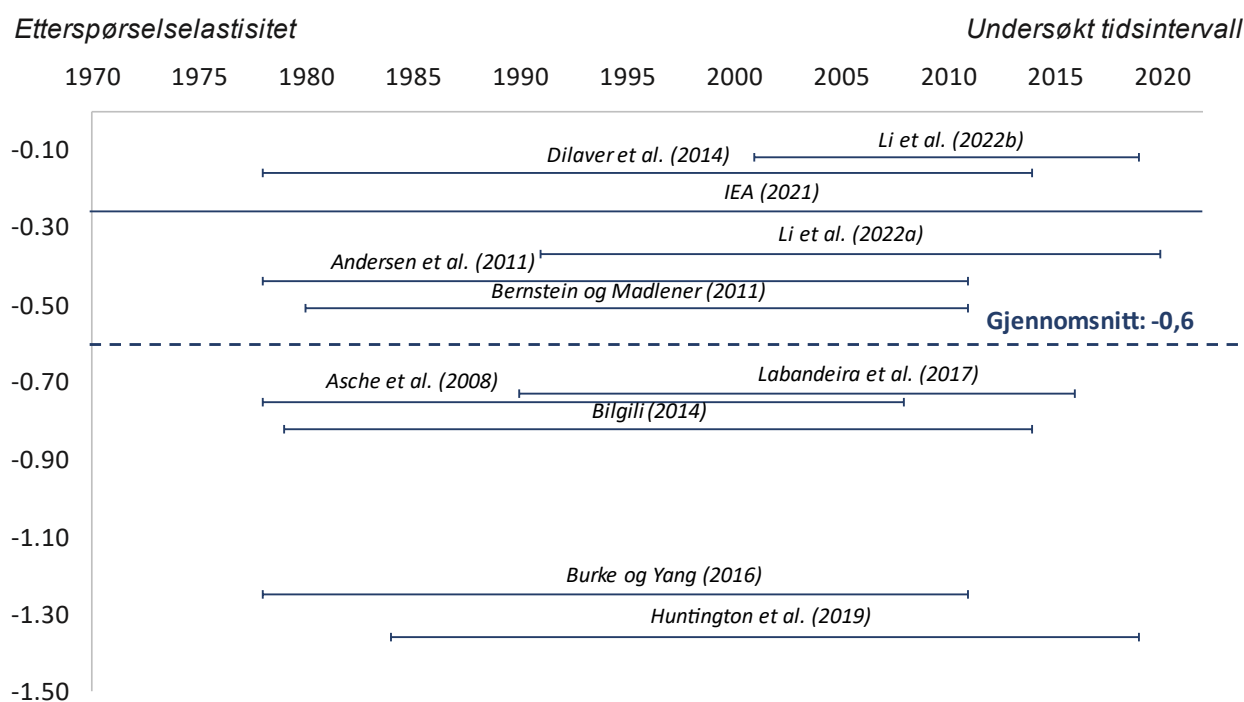
### Steg 1 – Markedsrespons i gassmarkedet

I steg 1 vurderes utslippene tilknyttet markedsresponsen ved økt tilbud av gass. Etterspørselastisiteten for gass anslås til å være -0,6, basert på gjennomgang av forskningslitteratur. Tilbudselastisiteten anslås til å være 2, basert på Rystad Energys tilbudskurver og IEAs etterspørselsscenarioer. Dette betyr at gassetterspørselen er relativt uelastisk sammenlignet med den mye mer elastiske tilbudssiden i markedet. Likevel er etterspørselen etter gass adskillig mer elastisk enn for olje, som vist tidligere. I tråd med formelen presentert i Figur 2, beregnes markedsresponsen i gassmarkedet per fat o.e. i økt norsk gasstilbud til 23%. Dette betyr at ved økt norsk

produksjon, vil 23% av økningen gå til ekstra tilbud i markedet, og 77% vil gå til å erstatte annet tilbud. Forbrenning av ett fat o.e. gass gir utslipp på 293 kg CO<sub>2</sub>. Ved økt produksjon vil kun andelen som øker nettotilbudet gi økte utslipp. Dermed gir økt gasstilbud utslipp tilsvarende 68 kg CO<sub>2</sub> per nye fat o.e. til markedet i steg 1.

Estimering av etterspørselastisitet for gass

For å bestemme etterspørselastisiteten til gass benyttes relevant forskningslitteratur. Figur 10 gir en oversikt over dette. Det er gjennomgått en rekke studier, og gjennomsnittet av resultatene fra disse gir en langsiktig etterspørselastisitet på -0,6. Dette innebærer at en reduksjon i gassprisen på 1% vil føre til en økning i etterspørselen etter gass på 0,6%. Estimaten på etterspørselastisitet strekker seg fra -0,12 til -1,36. En viktig forskjell mellom estimatene er at studiene ser på ulike sektorer. I tillegg kan også forskjeller delvis forklares ved ulike antagelser, herunder region, tidshorisont og statistisk fremgangsmåte.



Figur 10: Langsiktig etterspørselastisitet for gass fra forskningslitteratur

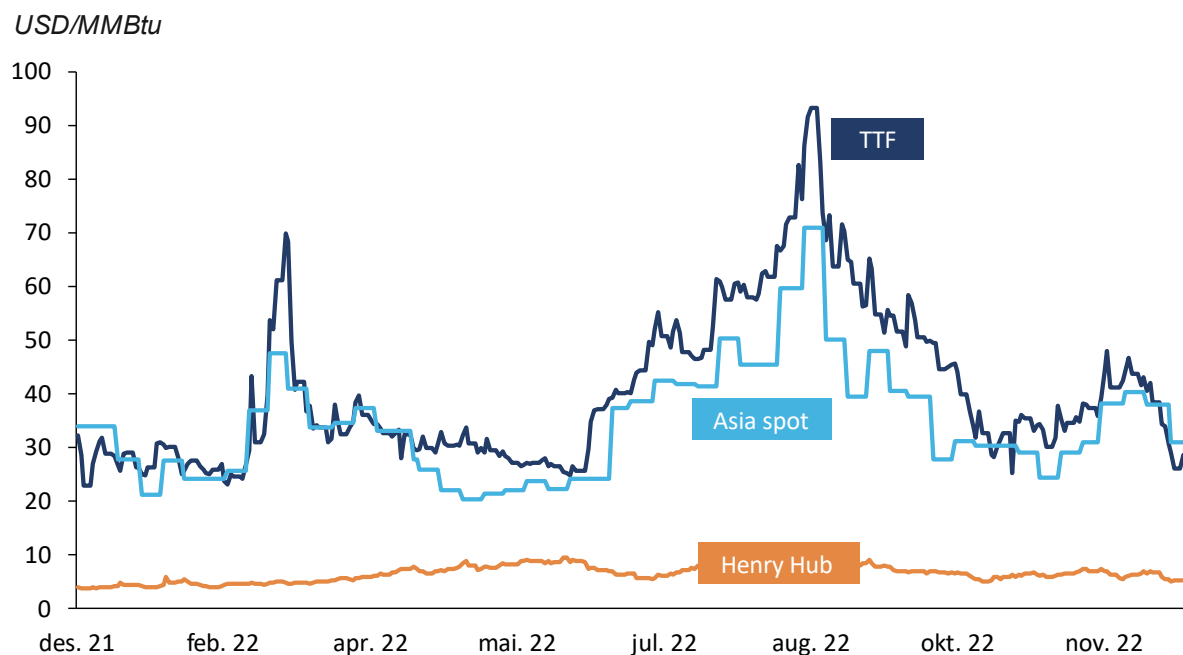
Etterspørselastisiteten er estimert basert på et gjennomsnitt av relevant litteratur utgitt mellom 2008 og i dag. Det er kun inkludert studier som undersøker langsiktig etterspørselastisitet for gass i mer enn ett land, og som er fagfellevurdert eller utgitt av anerkjente institusjoner som IMF eller IEA. Unntaket er studier av gassforbruk i USA, siden USA utgjør en vesentlig del av konsumet av gass globalt. Det er ikke satt absolutte krav til studerte tidsperioder, men studier med nyere datagrunnlag er prioritert. Hovedvekten av studert tidsperiode strekker seg mellom 1980 og 2010. Dette anses som et godt estimat på dagens etterspørselastisitet for gass. Se kildeliste for fullstendig oversikt over gjennomgått forskningslitteratur, samt appendiks for en oversikt over inkluderingskriterier i litteraturstudiet.

Estimering av tilbudselastisitet for gass

Til forskjell fra det globale oljemarkedet er gassmarkedet sammensatt av mindre, regionale markeder. Gassmarkedet har imidlertid også et globalt element i form av flytende gass, LNG, som transporteres på skip mellom regionale markeder. Europa utgjør sammen med Asia de to største regionene i gassmarkedene som er underforsynt på lokal gassproduksjon og avhengige av import. Her spiller LNG fra andre regioner en balanserende rolle. Siden 2020 har europeisk LNG-import vært på ca. 100 milliarder kubikkmeter (bcm) årlig, omtrent en femtedel av den



regionale etterspørselen. Dette tallet er økende som følge av krigen i Ukraina og det tiltagende bortfallet av russisk rørgasseksport til Europa.



Figur 11: Historiske spotpriser for amerikansk, asiatisk og europeisk gass

LNG-handel har også konsekvenser for regionale gasspriser. Figur 11 viser historiske gasspriser i USA (Henry Hub), Asia (Asia spot) og Europa (TTF), og førstnevnte ligger langt under de to sistnevnte. Dette kommer av at kostnader for flytendegjøring, transport og regassifisering tilkommer når gass skal fraktes som LNG mellom kontinenter. På grunn av lokal mangel på gass i Europa og Asia, er det likevel betalingsvilje for importert LNG, og LNG-tilbydere blir dermed prissettende i de europeiske og asiatiske gassmarkedene. Fordi økt norsk gasstilbud vil gå til det europeiske markedet, som altså er prissett av LNG, er det relevant å studere LNG-markedets tilbudselasticitet i denne analysen. Økt norsk gasstilbud fortrenger LNG snarere enn lokal gassproduksjon, og dette vil gi en marginalt lavere gasspris både i Europa og i andre LNG-importerende regioner som Asia.

Frem mot 2030 vil det globale LNG-markedet være dominert og stort sett prissett av LNG fra USA, som lages av gass som flyter i det lokale gassnettverket og handles til en gasspris tilnærmet lik Henry Hub. Andre LNG-produsenter som Australia, Qatar og Russland har utviklet LNG-anlegg direkte tilknyttet enkeltgassfelt og har normalt lavere råvarekostnader enn den gassen som handles i USA. Siden gassen i USA handles gjennom markedet og ikke er begrenset av volumene til spesifikke gassfelt, er mulighetene for å øke LNG-tilbudet fra USA betydelige. Gassproduksjonen i USA vil også kunne øke som følge av videreutvikling av skiferolje i USA, som vil ha assosiert gassproduksjon. Balanseprisen for LNG produsert i USA vil ligge høyt på kostnadskurven, og i praksis vil USA være den marginale tilbyderen til det globale markedet. Det er noen mindre og usikre LNG-prosjekter som diskuteres i andre deler av verden (blant annet i Mexico, Nigeria og Canada) som har høyere kostnader enn USA, men disse vil ikke kunne levere samme fleksibilitet eller like store volumer som USA.

For å estimere tilbudselasticiteten for gass, anvendes samme metode som for olje. Det stilles først opp en dynamisk tilbudskurve for global LNG for årene 2023 til 2040. Kurvene krysses så med IEAs etterspørselsscenarioer, og tilbudselasticiteter estimeres i krysningspunktene for hvert år. Konstruksjonen av en global tilbudskurve for LNG er komplisert, blant annet fordi det krever antagelser om transportruter og -kostnader for samtlige volumer, i tillegg til antagelser om konkurransen fra lokalt gasskonsum i hvert LNG-eksporterende land. Analysen forenkles likevel av at USA med stor sannsynlighet vil innta rollen som langsiktig marginal tilbyder, som forklart tidligere. Det er derfor tilstrekkelig å modellere det segmentet av kostnadskurven som stammer fra overskuddsgassen i USA etter at den lokale gassetterspørselen er dekket.

På samme måte som i analysen for olje, legges et langsiktig estimat for tilbudselastisiteten til grunn. Dette gjøres for å sikre konsistens med etterspørselssiden, hvor elastisiteter hentet fra litteraturen er oppgitt «på lang sikt». Etterspørselen i IEAs APS legges til grunn i hovedscenarioet. Dette gir en tilbudselastisitet på 2. I scenarioet *gradvis transisjon* legges IEAs STEPS til grunn. Her er imidlertid antagelsen om LNG-handel omtrent lik som i APS, og tilbudselastisiteten endres ikke. I scenarioet *raskere transisjon* antas etterspørsel elastisitet på null slik at tilbudssidens elastisitet er irrelevant. Tilbudselastisiteten defineres derfor ikke i dette scenarioet. Se appendiks for en tidsserie av etterspørselen i de forskjellige gass-scenarioene.

Det er å forvente at tilbudselastisiteten til LNG er høyere enn for rørgassen som brukes til å lage LNG. Dette skyldes tilleggskostnader knyttet til LNG-produksjon og eksport. Samme resonnement som forklarer forskjellen på etterspørsel elastisitet for bensin og olje (forklart i kapitlet om steg 1 for olje) bidrar til å forklare forskjellen på tilbudselastisitet for LNG og rørgass.

#### Forbrenningsutslipp for gass

I denne analysen er det lagt til grunn at ett fat o.e. norskprodusert naturgass består utelukkende av tørrgass, som i all hovedsak er metan. Ifølge SSB har slik gass et CO<sub>2</sub>-innhold på 293 kg per fat o.e. (SSB, 2022). På samme måte som for olje, er global intensitet lik dette. Det forutsettes at all ny norsk gassproduksjon forbrennes, og at ingenting benyttes som innsatsfaktor i produksjon av andre produkter.

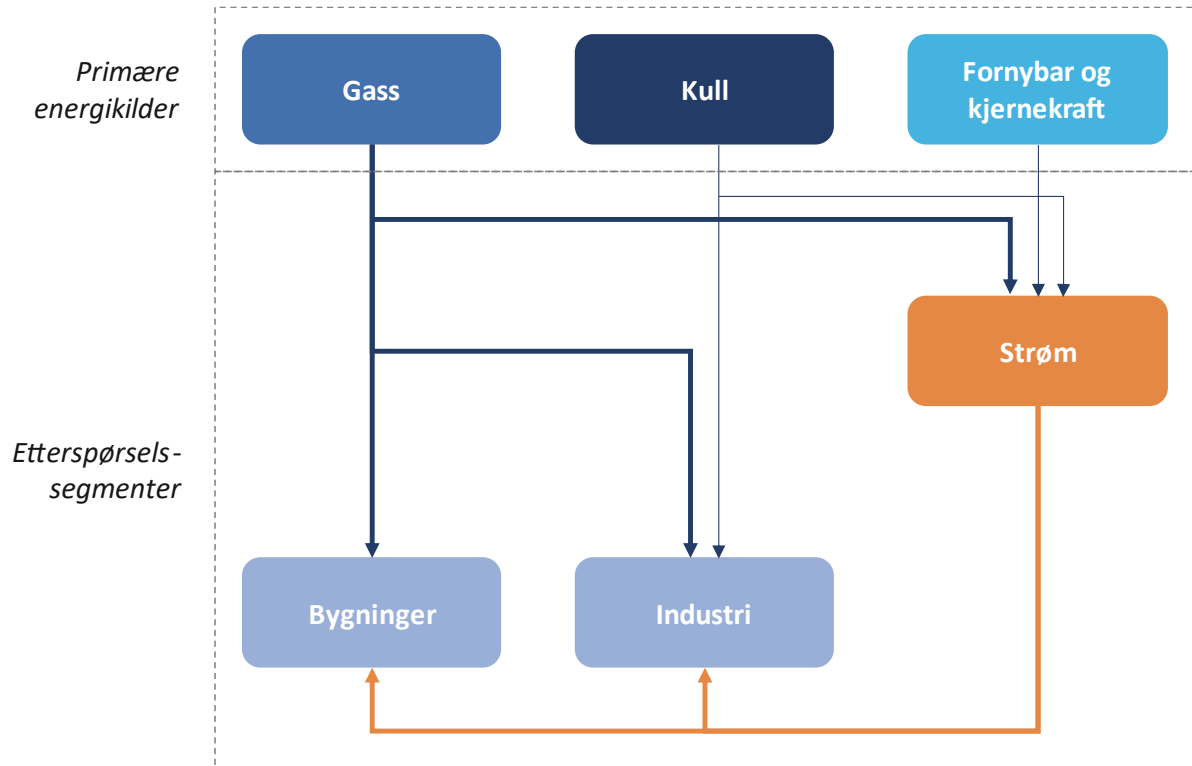
#### Steg 2 – Etterspørselssubstitusjon i andre energimarkeder

I dette steget analyseres effekten av redusert etterspørsel etter alternative energikilder som følge av nettoøkningen i gassetterspørsel fra steg 1. Det antas at økt gassetterspørsel, og lavere gasspriser, ikke påvirker nytten som forbrukere utleder av sluttbruk av energi globalt. Økt gassetterspørsel må derfor innebære noe redusert etterspørsel etter annen energi. Se kapitlet om andre metodevalg og avgrensninger for mer informasjon. De fortrenge energikildene har, i likhet med gassen selv, utslipp ved forbruk. Dermed innebærer steg 2 en reduksjon i utslipp, med energien som økt gassforbruk fortrenge er fornybar og tilnærmet utslippsfri. Det er imidlertid stor sannsynlighet for at økt gasstilbud fra Norge vil kunne fortrenge kull som energikilde, og dermed blir utslippseffekten vesentlig.

I Rystad Energys hovedscenario *gradvis transisjon* vil 23% av økt gassproduksjon resultere i økt gassetterspørsel globalt. Denne økte etterspørselen vil primært komme fra strømsektoren, hvor behovet for alternative energikilder for strømproduksjon reduseres tilsvarende. I hovedscenarioet legger Rystad Energy til grunn at 70% av fortrenge energi her er kull, mens 30% er utslippfrie energi. De unngåtte utslippene fra fortrenge kraftproduksjon er estimert til å ha utslipp tilsvarende 482 kg CO<sub>2</sub> per fat o.e. gass. (Se appendiks for en utledning av denne utslippintensiteten). Gitt markedsresponsen fra steg 1 (23%) blir nettoeffekten i steg 2 en reduksjon av utslipp fra kraftsektoren tilsvarende 111 kg CO<sub>2</sub> per fat o.e. økt norsk gassproduksjon. Opp- og midtstrømsutslipp knyttet til fremstillingen av kull og andre energikilder ignoreres i denne analysen. I praksis genererer kullutvinning og transport utslipp av både CO<sub>2</sub> og metan, og slike utslipp vil kunne gjøre substitusjonseffekten i steg 2 større. Disse utslippene er ikke inkludert i denne analysen.

#### Effekten av økt gasstilbud til industri, bygninger og strømproduksjon

Det er tre primære etterspørselssegmenter for gass: kraftsektoren, bygninger og industri. Kraftsektoren benytter gass som brensel til å produsere strøm i gasskraftverk. Dette dekker ca. 35% av all etterspørsel i dag, og utgjør det største enkeltsegmentet. Bygningssektoren benytter gass til oppvarming, hvitevarer, matlaging og lignende, og står for ca. 20% av etterspørselen. Industrien benytter gass som brensel til en rekke formål og står for ca. 30% av etterspørselen. De resterende 15% består av mindre anvendelser samt tap, og analyseres ikke videre i denne rapporten. Figur 12 viser en forenklet modell av delene av det globale energisystemet hvor gass inngår, med de tre primære etterspørselssegmentene for gass markert. Pilene i figuren viser hvilke energikilder hvert segment etterspør. Fordi hvert segment har ulike fysiske begrensninger for hvilke energikilder de kan benytte, varierer også mulighetene for å erstatte andre energikilder når tilbudet av gass øker.



Figur 12: Forenklet energisystem relevant for gass

Rystad Energys analyse indikerer at det meste av substitusjonseffekten i steg 2 for gass vil foregå i strømsektoren. Her konkurrerer gass med andre energikilder som kull og fornybar energi, som gir vesentlige muligheter for substitusjon. I bygningssektoren begrenser substitusjonsmulighetene seg stort sett til strøm og gass, og fordi strøm- og gasspriser typisk er korrelert, kan en forvente dempet eller ingen substitusjonseffekt fra bygninger når gasstilbudet øker. Industrisegmentet ligger et sted mellom de to andre etterspørselssegmentene for gass når det gjelder substitusjonsmuligheter. Noe industri har mulighet for elektrifisering, men slike muligheter er antagelig nokså begrensede frem til 2030. En del industri kan også bytte fra kull til gass. Dette vil ha tilnærmet samme effekt som substitusjon av kull i kraftsektoren, men i industrisegmentet kan det medføre større byttekostnader av anlegget. Substitusjon er derfor mer sannsynlig i kraftsektoren, særlig om det er ekstrakapasitet i gasskraftverkene.

Økt gassproduksjon på norsk sokkel medfører økt rørgassforsyning til Europa, en region som i 2030 vil være avhengig av LNG import og dermed prissatt av LNG importert fra USA. Markedsresponsen som følger av det økte gasstilbudet er todelt. Som en direkte følge vil det europeiske gassmarkedet oppleve marginalt lavere priser. Da vil konsumet av gass øke, og en større andel av etterspørselen vil tilfredstilles av rørgass. Dette vil igjen gjøre at gjenværende fortrenget LNG i stedet finner veien til alternative importører. Disse importørene vil nyte lavere priser i det nå marginalt mindre globale LNG-markedet. Med andre ord begrenser prissmitteeffekten ved økt norsk gasstilbud seg primært til LNG-importerende regioner. Dette motiverer til en analyse av substitusjonseffektene i LNG-importørers strømsektorer.

Kullsubstitusjon i strømmiksen i LNG-importerende land

For å anslå substitusjonsmulighetene i strømsektoren i LNG-importerende regioner, analyseres her verdens 10 største LNG-importerende regioner. De største blant disse, målt etter Rystad Energys prognoser for LNG-import i 2030, er Kina, EU og Japan. Hver region er vurdert etter tre kriterier for å se hvorvidt økt gasstilbud med stor sannsynlighet vil erstatte kullkraft i hver region. For det første må det finnes gjenværende kullkraftproduksjon i kraftmiksen i 2030. Dersom kull ikke spiller noen rolle i kraftmiksen, for eksempel som følge av raskere utfasing av kull fremover enn i hovedscenariotet, kan økt gasstilbud umulig substituere kullkraft. For det andre må det finnes noe ledig kapasitet i gasskraftverkene som kan absorbere det økte gasstilbudet. Uten slik kapasitet vil det være behov for nye investeringer, og økt gasskraft risikerer å bli ulønnsomt sammenlignet med fortsatt bruk av kullkraft.

For det tredje trengs det støtte til fornybarutviklingen fra myndighetenes side, her vurdert gjennom innføring av karbonskatt eller gjennom statlig uttalte mål om fornybarandel i kraftmiksen i 2030. Med slike mål vil utviklingen av fornybar kapasitet i mindre grad være diktert av markedskrefter og vil kunne fastholdes selv ved rimeligere tilgang på gass. Eksempelvis medfører CO<sub>2</sub>-avgift i kraftsektoren at gasskraft styrker sin konkurransekraft overfor kullkraft, samtidig som fornybar kraft styrker sin konkurransekraft vis-a-vis både kull og gass. Sol- og vindkraft er konkurransedyktig overfor fossil strømproduksjon og har lavere enhetskostnad (LCOE) i de aller fleste regionene som importerer LNG. Dette tyder på at det er mer sannsynlig at gass erstatter kull.

Analysen tilsier at 70% av LNG-eksporten i 2030 vil gå til regioner hvor det er stor sannsynlighet for at økt gasstilbud vil kunne fortrenge kullkraft. Detaljer rundt importvolumer og kriteriene for hver region er inkludert i appendiks. På bakgrunn av dette antas det at 70% av ny gassetterspørsel vil gå til å erstatte kullkraft, mens de resterende 30% erstatter utslippsfri energi. Denne metoden innebærer en betydelig forenkling, og ideelt sett burde alle lokale kraftmarkeder blitt modellert i detalj for å forstå implikasjonene av lavere gasspriser. Metoden gir imidlertid et estimat for effekten.

For å beregne utslippseffekten av fortrengt kull og fornybar energi, benyttes gjennomsnittlige virkningsgrader og utslippsintensiteter for gass- og kullkraftverk globalt (SSB, 2022; EPA, 2020). I Rystad Energys hovedscenario medfører dette at hvert fat o.e. med gass som tilføres til bruk i gasskraftverk fortrenge 482 kg CO<sub>2</sub> som følge av redusert kullkraft. (Se appendiks for detaljer rundt denne beregningen). Gitt en markedsrespons fra steg 1 av rammeverket på 23%, blir den endelige effekten i steg 2 lik 111 kg CO<sub>2</sub> fortrengt per fat o.e. i økt norsk gasstilbud. I scenarioet *treger transisjon* antas en høyere kullandel i den globale kraftmiksen kombinert med lavere vilje til å opprettholde investeringer i fornybar energi. Dette øker muligheten for å substituere vekk kull, men det reduserer samtidig viljen fordi det svekker sentimentet for fornybar energi og reduserer konkurransekraften vis-a-vis fossile kilder, eksempelvis som følge av lavere karbonavgifter. Andelen på 70% kullsubstitusjon holdes derfor lik som i hovedscenarioet, og den endelige effekten i steg 2 er lik 111 kg CO<sub>2</sub> fortrengt per fat o.e. i økt norsk gasstilbud. I scenarioet *raskere transisjon* antas en markedsrespons på 0% fra steg 1 som følge av etterspørselastisitet lik null. Substitusjonseffekten i steg 2 er derfor null i dette scenarioet.

### Steg 3 – Tilbudssubstitusjon i gassmarkedet

Hvert ekstra produsert fat norsk gass vil gi økte oppstrøms-, midtstrøms- og metanutslipp fra norsk produksjon. Denne gassen vil i all hovedsak bli sendt til Europa som rørgass. Dette vil fortrenge utslipp fra 0,77 fat o.e. LNG, som beskrevet i steg 1. LNG-en som fortrenses antas å komme fra USA, da USA er langsiktig marginaltilbyder av gass til Europa. Relevante utslippsparametere er oppsummert i Figur 13. Resultatet av steg 3 er at utslippene vil synke med 80 kg CO<sub>2</sub>e per fat økt fremtidig norsk gassproduksjon i hovedscenarioet. Økt norsk elektrifisert gassproduksjon gir økte utslipp fra oppstrøm, midtstrøm og metan tilsvarende 3 kg CO<sub>2</sub> per fat o.e. Amerikansk LNG har oppstrøms-, midtstrøms- og metanutslipp tilsvarende 108 kg CO<sub>2</sub>e per fat o.e., og når 77% av denne fortrenses, gir det 80 kg CO<sub>2</sub>e mindre utslipp per fat o.e.

	Utslippsintensitet kg CO <sub>2</sub> e/fat o.e.	Oppstrømsintensitet kg CO <sub>2</sub> /fat o.e.	Midtstrømsintensitet kg CO <sub>2</sub> /fat o.e.	Metanintensitet kg CO <sub>2</sub> e/fat o.e.
Norsk produksjon	3	0 (elektrifisert)	3	<1
LNG fra USA	108	16	65	27 (med LNG-shipping)

$$\text{Nettoutslipp} = [\text{Utslipp norsk produksjon}] - (1 - e) * [\text{Utslipp LNG fra USA}]$$

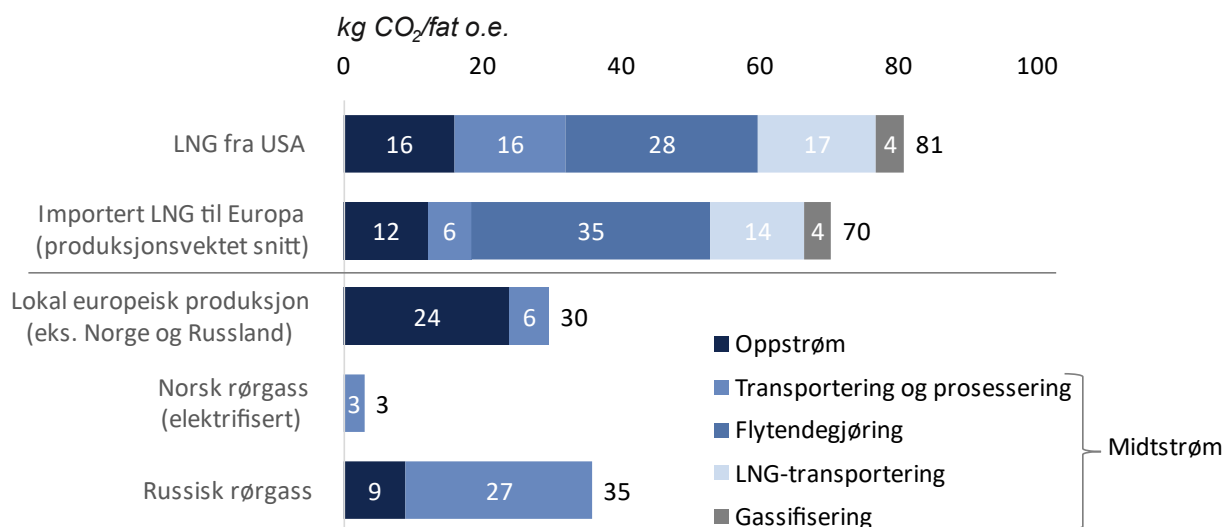
Hvor e er markedsresponsen (lik 23% for gass hovedscenarioet)

Resultat	Oppstrømsintensitet	Midtstrømsintensitet	Metanintensitet
Gradvis transisjon	<b>-80</b>	-12	-47
			-20

Figur 13: Oversikt over nøkkelparametere benyttet til beregning av utslipp i steg 3 for gass

Oppstrømsutslipp for gassproduksjon

Oppstrømsutslippene til gass er i all hovedsak drevet av gasskomprimering, produksjon (herunder boring, forsyning, oppvarming og injeksjon), og noe fakling. Siden det legges til grunn i rapporten at ny norsk produksjon i 2030 vil være elektrifisert, er det ingen direkte CO<sub>2</sub>-utslipp fra oppstrømsleddet, og utslippsintensiteten fra oppstrøm er derfor tilnærmet lik 0 kg CO<sub>2</sub> per fat. Oppstrømsintensiteten for eksisterende norsk gassproduksjon er allerede lav takket være høy grad av elektrifisering, og tilsvarte 4 kg CO<sub>2</sub> per fat i 2021. For LNG fra USA benyttes utslippsintensiteter fra 2021, grunnet manglende estimater på utslipp i 2030. Gjennomsnittlig oppstrømsintensitet for gass i USA i er på 16 kg CO<sub>2</sub> per fat, litt høyere enn gjennomsnittet for importert LNG til Europa. En oppsummering av oppstrømsintensiteter for gass levert til Europa i 2021 finnes i Figur 14.



Figur 14: CO<sub>2</sub>-utslippsintensitet fra oppstrøm- og midtstrømsleddet for gass importert til Europa i 2021

Midtstrømsutslipp for gassproduksjon

Midtstrømsutslipp er vist i Figur 14, hvor alt utenom oppstrømsutslippene regnes som midtstrømsutslipp. For rørgass stammer utslippene i hovedsak fra transport. Grunnet manglende estimater på utslipp i 2030 benyttes 2021-tall i rapporten. Relativt korte transportdistanser og høy grad av elektrifisering gir en lav utslippsintensitet for Norge på 3 kg CO<sub>2</sub> per fat i 2021 om anlegget er elektrifisert. Midtstrømsintensiteten for amerikansk LNG er betraktelig

høyere, på 65 kg CO<sub>2</sub> per fat i 2021, på grunn av utslippsintensive aktiviteter som flytendegjøring, transport og regassifisering. Ved beregning av utslippsintensiteten til transport av LNG er utslipp tilknyttet transport både til og fra Europa inkludert. Den totale amerikanske utslippsintensiteten for LNG er også noe høyere enn det produksjonsvektede gjennomsnittet av importert LNG til Europa, på 70 kg CO<sub>2</sub> per fat, men ikke høyest blant LNG-tilbyderne til Europa. En oppsummering av midtstrømsintensiteter for gass levert til Europa i 2021 finnes i Figur 14.

#### Metanutslipp fra gassproduksjon

For å beregne metanutslipp er utslipp fra produksjon og utvinning i oppstrømsleddet inkludert, i tillegg til metanutslipp ved frakt av LNG. Utslippene stammer hovedsakelig fra lekkasjer og ventilering. Andre metanutslipp fra gasstransport, som frakt fra produksjon til prosesseringsanlegg, regassifiseringsanlegg og til sluttbruker, er utelatt på grunn av høy usikkerhet i datagrunnlaget. Om disse inkluderes vil det trolig øke metanutslippene knyttet til LNG-produksjon mer enn utslippene for norsk rørgass. Mest sannsynlig er utslipp fra lokal transport av gass i LNG-eksporterende regioner høyere enn i den norske relativt kompakte gassinfrastrukturen. Metanutslipp fra flytendegjøring og regassifisering er også utelatt pga. manglende datagrunnlag. Dette er utslippskilder som ikke eksisterer for norsk rørgass. I henhold til «Global Methane Pledge», som er beskrevet i kapittelet for metanutslipp fra oljeproduksjon, legges det til grunn at metanutslippsintensiteten vil være 30% lavere i 2030 enn i 2020. Det benyttes 100-års tidshorisont for å beregne metanutslipp i CO<sub>2</sub>-ekvivalenter.

For å beregne metanutslipp fra produksjon og utvinning av gass benyttes data fra IEAs «Global Methane Tracker». På lik linje med norsk oljeproduksjon er det også svært lite metanutslipp fra norsk gassproduksjon, og utslippene forventes å ligge på 0,5 kg CO<sub>2</sub>e per fat i 2030. For amerikansk LNG forventes utslippene å ligge på 25 kg CO<sub>2</sub>e per fat i 2030. Dette er omtrent likt som det globale produksjonsvektede gjennomsnittet. Færre lekkasjer og mindre ventilering er viktige grep for å redusere utslippene, og erfaring tyder på at metanutslipp kan reduseres med relativt lave kostnader. (IEA har vist at 41% av metanutslippene kan kuttes til netto nullkost da kostnaden er lik markedsprisen av gassen). Dette blir viktigere grep å ta når utslippskostnaden for metan øker.

Ved frakt av LNG produseres det metanutslipp i form av lekkasjer. Utrekningen av metanutslipp ved transport av LNG er basert på transportavstand. Metanutslipp per nautiske mil er hentet fra forskningslitteratur (Roman-White et. al, 2021). For amerikansk LNG-transport til Europa er utslippsintensiteten på 3 kg CO<sub>2</sub> per fat, og utgjør dermed en liten andel av den totale utslippsintensiteten fra amerikansk LNG. For norsk gass er det svært lave metanutslipp tilknyttet frakt, siden denne gassen fraktes i høytrykkør. Det vil likevel være lekkasjer fra rørtransport, men disse er trolig svært lave, på ca. 0,1% av det totale volumet som fraktes gjennom rørene (KonKraft, 2016). Dette er langt lavere enn utslipp fra amerikansk rørtransport, som er estimert til å være 1,3%, og dermed vil en inkludering av dette være i ytterligere ugunst av amerikansk gassproduksjon.

## Scenarioanalyser og resultater

I tillegg til rapportens hovedscenario *gradvis transisjon*, er det også regnet på to alternative scenarioer: *tregere transisjon* og *raskere transisjon*. Dette gjøres for å belyse et bredt mulig utfallsrom for energisystemer og klimapolitikk i årene fremover. I denne delen av rapporten vil alle tre scenarioer defineres og diskuteres, og de sammenlignes med hverandre. Figur 15 oppsummerer resultatene i scenarioanalysen i form av netto klimaeffekt for henholdsvis olje, gass, og olje og gass kombinert. Basert på de ulike fremtidsscenarioene fremstår den beregnede klimaeffekten av fremtidig økt norsk produksjon som relativt robust. Alle benyttede parametere per scenario, oppsummering av nyanser rundt scenarioene, samt beregninger av netto klimaeffekt per scenario er vedlagt i appendiks.

Scenario	Resultater, olje	Resultater, gass	Resultater, 50% olje og 50% gass
<b>Gradvis transisjon</b> (hovedscenario)	<b>-26</b> kg CO <sub>2</sub> e/fat	<b>-123</b> kg CO <sub>2</sub> e/fat o.e.	<b>-75</b> kg CO <sub>2</sub> e/fat o.e.
<b>Tregere transisjon</b>	<b>-12</b> kg CO <sub>2</sub> e/fat	<b>-132</b> kg CO <sub>2</sub> e/fat o.e.	<b>-72</b> kg CO <sub>2</sub> e/fat o.e.
<b>Raskere transisjon</b>	<b>-35</b> kg CO <sub>2</sub> e/fat	<b>-97</b> kg CO <sub>2</sub> e/fat o.e.	<b>-66</b> kg CO <sub>2</sub> e/fat o.e.

Figur 15: Netto forbrenningsutslipp for norsk olje og gass i Rystad Energys tre scenarioer

### Gradvis transisjon

Scenarioet *gradvis transisjon* er hovedscenarioet for analysen. Det representerer et verdenssyn som hensyntar annonserte klimatiltak og at disse blir implementert i årene fremover. Dette gjelder for eksempel en reduksjon i metanutslipp i henhold til «Global Methane Pledge» og en gradvis utfasing av kullkraftverk. I dette scenarioet legges IEAs «Announced Pledges Scenario» (APS) til grunn for etterspørselen etter olje og gass samt global kraftmik, et scenario med global median temperaturøkning på 1,7 grader i år 2100. Fordi *gradvis transisjon* utgjør hovedscenarioet i rapporten, gjennomgås ikke resultatene i Figur 15 for dette scenarioet her.

For *gradvis transisjon* er følgende momenter viktigst:

- **Olje:** Oppnådd klimaeffekt er en kombinasjon av lav etterspørselsrespons i oljemarkedet og de betydelig lavere utslippene fra ny norsk produksjon sammenlignet med den utkonkurrerte oljeproduksjonen. Dette gir en reduksjon i netto utslipp på 26 kg CO<sub>2</sub>e per fat for olje. Dersom metanutslipp ikke inkluderes, er resultatet at økt fremtidig oljetilbud fra Norge omtrent har en nøytral klimaeffekt (ca. 0 kg CO<sub>2</sub> per fat).
- **Gass:** Resultatet er primært drevet av kullsubstitusjon i kraftsektoren, hvor 70% av den fortrenge energienergien gjennom substitusjon kommer fra kull. Resultatet er sekundært drevet av at norske oppstrøms-, midtstrøms- og metanutslipp er betraktelig lavere enn for tilbudet av amerikansk LNG. Dette gir en reduksjon i netto utslipp på 123 kg CO<sub>2</sub>e per fat o.e. for gass.

## Tregere transisjon

*Tregere transisjon* er et scenario som illustrerer klimaeffekten ved å øke norsk olje- og gassproduksjon i en verden med høyere etterspørsel etter fossil energi og en mindre vellykket klimapolitikk. Scenarioet innebærer en høyere andel kull i den globale kraftmiksen, og høyere utslipp knyttet til produksjon av olje og gass. I dette scenarioet legger Rystad Energy IEAs «Stated Policies Scenario» (STEPS) til grunn for etterspørselen etter olje og gass samt global kraftmikse. Dette er et scenario med global median temperaturøkning på 2,5 grader i år 2100. Se appendiks for en detaljert oppsummering av premissene for scenarioet.

Scenarioet *tregere transisjon* har ulik, men fortsatt positiv klimaeffekt ved økt norsk produksjon, som vist i Figur 15. Sammenlignet med hovedscenarioet øker den positive klimaeffekten ved økt gassproduksjon, mens klimaeffekten ved økt produksjon av olje reduseres. *Tregere transisjon* innebærer større markedsrespons i oljemarkedet i steg 1 som følge av lavere tilbudselasticitet. Dette oppveies imidlertid i steg 2, hvor en høyere andel kraft produsert med fossilt brensel i kraftmiksen bidrar til høyere utslippintensitet. Fordi en større andel strøm erstattes som følge av økt markedsrespons, og fordi denne strømmen har høyere utslippintensitet, blir utslippsbidraget i steg 2 større. I steg 3 for olje gjør høyere oppstrøms- og midtstrømsintensitet for utenlandsk produksjon, kombinert med lavere substitusjonsgrad som følge av markedsresponsen i steg 1, at effekten er omtrent uendret fra hovedscenarioet.

På gassiden holdes markedsresponsen i steg 1 uendret i *tregere transisjon*. Dette kommer av at IEAs etterspørselssyn for gass i STEPS er omtrent det samme som i APS i 2030. For steg 2 gir høyere kullandel i kraftmiksen større muligheter for å erstatte kull med gass i dette scenarioet. Samtidig vil viljen til slik substitusjon falle på grunn av svekket investeringslyst for fornybar energi kombinert med lavere karbonavgifter enn ellers. To motstridende krefter drar med andre ord sannsynligheten for kullsubstitusjon i hver sin retning, og andelen på 70% holdes derfor uendret. Endelig utslippseffekt i steg 2 for gass er derfor lik som i hovedscenarioet. Dermed danner kun steg 3 grunnlaget for endringer på gassiden. Her gir høyere oppstrøms- og midtstrømsintensitet for utenlandsk gass en marginalt større substitusjonseffekt. Dette er i tråd med at olje- og gassprodusenter, især utenlandske, ikke lykkes med å redusere metan- eller faklingsutslipp i dette scenarioet.

For *tregere transisjon* er følgende momenter viktigst:

- Olje: Som følge av en høyere oljeetterspørsel og en mer stresset tilbudsside ved *tregere transisjon*, er oljens tilbudselasticitet lavere og markedsresponsen høyere (18%). Dette reduserer klimaeffekten ved økt oljeproduksjon sammenlignet med hovedscenarioet.
- Gass: På grunn av uendret markedsrespons og kullsubstitusjon er det kun steg 3 som endres i forhold til hovedscenarioet. Her har amerikansk LNG høyere utslippintensitet sammenlignet med norsk rørgass. Dette øker den positive klimaeffekten for gass sammenlignet med hovedscenarioet.

## Raskere transisjon

*Raskere transisjon* er et scenario hvor klima- og energipolitikken bidrar til betydelig raskere reduksjon i fossil energi, muliggjort delvis av økt fornybar produksjon, men også av adferdsendringer. For å oppnå en slik utvikling forventes det i større grad innføring av etterspørselstiltak som vil redusere etterspørselen, «uavhengig» av volatile markedspriser på olje og gass. Dette inkluderer mekanismer som tilpassede CO<sub>2</sub>-avgifter, utfasing av forbrenningsbiler, subsidier osv. Som en konsekvens av mer bindende etterspørselspolitikk er etterspørselstetligheten i olje- og gassmarkedet lavt, og konsumet av olje og gass vil fases ut raskere enn i de to andre scenarioene. I dette scenarioet legger Rystad Energy IEAs «Net Zero Scenario» (NZE) til grunn for etterspørselen etter olje og gass, et scenario med global median temperaturøkning på 1,5 grader i år 2100.

Scenarioet *raskere transisjon* har ulik, men fortsatt positiv, klimaeffekt sammenlignet med hovedscenarioet *gradvis transisjon*, som vist i Figur 15. Sammenlignet med hovedscenarioet øker den positive klimaeffekten ved olje, mens den positive klimaeffekten ved gass reduseres. Scenarioet *raskere transisjon* legger til grunn at globalt forbruk av olje og gass er fullstendig bestemt av bindende reguleringer. Det betyr at all økt norsk produksjon av olje og gass må fortrenge utenlandsk produksjon, da etterspørselstetligheten og dermed markedsresponsen i scenarioet er antatt





null. Dermed reduseres effektene i steg 1 og 2 til null sammenlignet med hovedscenarioet, mens effekten i steg 3 øker til det maksimale som følge av fullstendig substitusjon mellom Norge og utlandet. Fordi norske produksjonsutslipp er lavere enn hos konkurrerende tilbydere, faller globale utslipp i scenarioet.

For *raskere transisjon* er følgende momenter viktigst:

- Olje: Markedsresponsen på 0% innebærer at økt produksjon fortrenger annen produksjon én-til-én, og hele klimaeffekten er derfor knyttet til utslipp fra produksjon og raffinering av olje i steg 3. Ny norsk oljeproduksjon med kraft fra land har fortsatt betydelig lavere utslipp enn global produksjon med balansepriser over 50 USD per fat o.e., på tross av at metanutslipp for alle land kuttes betydelig i scenarioet. Dette øker den positive klimaeffekten for olje i steg 3 såpass kraftig at nettoeffekten øker sammenlignet med hovedscenarioet.
- Gass: Samme markedsrespons på 0% gjelder for gass, og hele klimaeffekten knytter seg til steg 3. Norsk rørgassproduksjon fortrenger fortsatt amerikansk LNG, som har betydelige utslipp både i produksjon og flytendegjøring og transport. Dette øker den positive klimaeffekten for gass i steg 3, men ikke nok til å kompensere for bortfallet av kullsubstitusjon i steg 2. Dermed reduseres den positive klimaeffekten sammenlignet med hovedscenarioet.

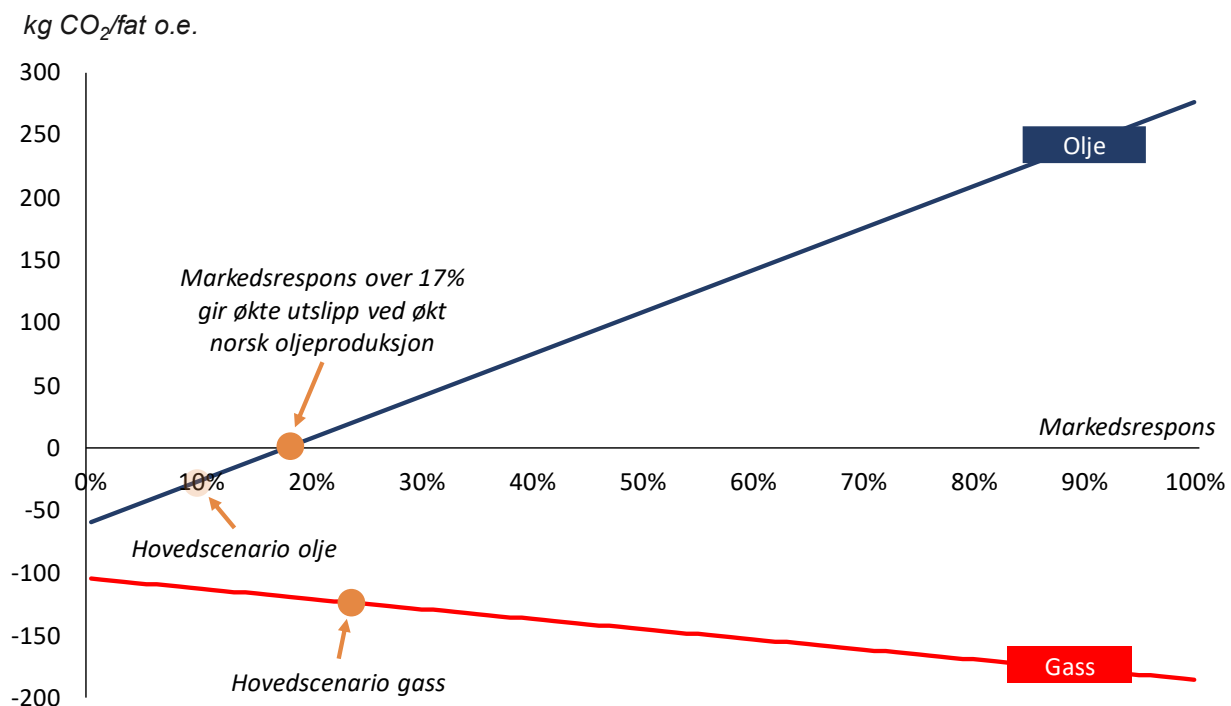
## Usikkerhet rundt hovedantagelser og sensitiviteter

Beregningen av netto klimaeffekt i rapporten er basert på et sett med antagelser om responser ved økt produksjon, som introduserer usikkerhet på flere måter. Under oppsummeres noen av de mest sentrale antagelsene ved hovedscenarioet, og usikkerheten knyttet til disse. Dette gjøres gjennom sensitivitetsanalyser i hovedscenarioet, der én utvalgt variabel endres langs en glideskala, mens alle andre variabler og antagelser holdes like, og netto klimaeffekt (alle steg tatt i betraktning) beregnes for hver mulige verdi for den aktuelle variabelen.

### Sensitivitetsanalyse av markedsrespons ved økt tilbud av olje og gass

Klimaeffekten er i stor grad avhengig av langsiktig tilbuds- og etterspørselsrespons fra ulike energimarkeder og tilhørende markedsrespons. For olje- og gassmarkedene er det benyttet feltspesifikke kostnader og produksjonsprofiler fra Rystad Energys oppstrømsdatabase for å beregne prissensitivitet for tilbudssiden på lang sikt. På etterspørselsiden er det mer krevende å beskrive prisfølsomheten for hver konsument globalt. Rystad Energy har derfor gjort en litteraturstudie av relevant litteratur for estimering av global langsiktig etterspørselastisitet for både olje og gass. Her kreves det en avveining mellom å velge studier som dekker tilstrekkelig tidsrom til å analysere langtidseffekter, og å velge studier med tidsrom som er relevant for den nåværende situasjonen og nær fremtid.

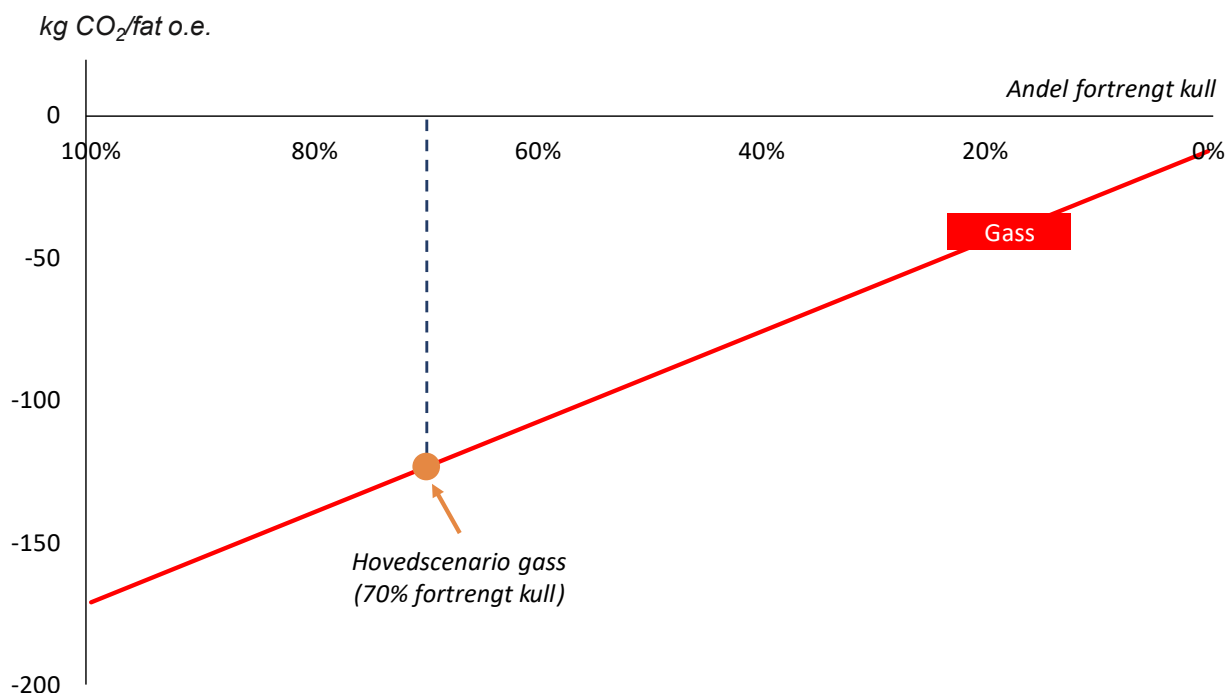
For gass er imidlertid situasjonen en annen enn for olje, ettersom utslippseffekten i hovedscenarioet reduserer klimagassutslipp uavhengig av hva markedsresponsen er som følge av økt produksjon. Dette kommer av at utslipp kuttes både som følge av å erstatte kull med gass i steg 2, men også av at norsk rørgass erstatter LNG i steg 3.



Figur 16: Sensitivitetsanalyse av markedsrespons i hovedscenarioet for olje og gass

En sensitivitetsanalyse av markedsrespons i hovedscenarioet er presentert i Figur 16. For at klimagassutslippet fra økt norsk oljeproduksjon skal bli nøytralt, kreves en markedsrespons på 17%. (Markedsresponser er forklart i Figur 2 og tilhørende ligning). En markedsrespons på 17% forutsetter en etterspørselastisitet på -0,2, antatt at tilbudselasititeten holdes fast på 1, hvilket er betydelig høyere enn gjennomsnittet på -0,11 i den vurderte litteraturen. Fra litteraturstudiet og resultatene presentert i Figur 4 er konklusjonene for olje robuste, selv om man benytter usikkerhetsintervaller på  $\pm 50\%$  for valgt etterspørselastisitet. For gass heller kurven i Figur 16 motsatt vei, og klimaeffekten *øker* med markedsresponsen. Dette resultatet kan tolkes dithen at norsk gass reduserer globale utslipp så lenge det er kull tilgjengelig for substitusjon, uavhengig av markedsresponsen i gassmarkedet.

## Sensitivitetsanalyse av gass- og kullsubstitusjon



Figur 17: Sensitivitetsanalyse av andel fortrenget kull i hovedscenarioet for gass

For analysen av gass er steg 2 sentralt, og potensialet for å erstatte kull gjør at økt gassproduksjon medfører en betydelig reduksjon i utslipp i hovedscenarioet. Om man ser bort fra steg 2 for gass, og at norsk gass ikke fortrenger noe kull overhodet, vil økt norsk gassproduksjon fortsatt redusere globale utslipp, ettersom reduserte utslipp fra tilbudssiden i steg 3 overgår økte utslipp fra bruk av gass i steg 1. Figur 17 presenterer en sensitivitetsanalyse for hovedscenarioet hvor andelen kull som fases ut ved økt gasstilbud varierer fra 100% fortrenget kull til 0% fortrenget kull. 0% betyr at økt gasstilbud fortrenger alternative energikilder som antas nullutslipp, typisk fornybare energikilder (I praksis vil disse ha marginale livsløpsutslipp, men settes i denne analysen lik null for å illustrere effekten). I hovedscenarioet bidrar økt gassetterspørsel til å fortrenge 70% kull og 30% nullutslipp. Se kapitlet om steg 2 for gass eller appendiks for analysen som ligger bak.

Sensitivitetsanalysen for gass viser at økt norsk gassproduksjon vil bidra til reduserte globale utslipp selv om gassen fortrenger fornybar energi, antatt uten utslipp. Ved 0% fortrenget kull er imidlertid netto klimaeffekt av økt norsk gasstilbud omtrent nøytral. Dette er et resultat av at norsk rørgass fortrenger LNG, et svært utslippsintensivt alternativ til norsk rørgass. Nyanser og sensitiviteter rundt dette diskuteres i neste delkapittel.

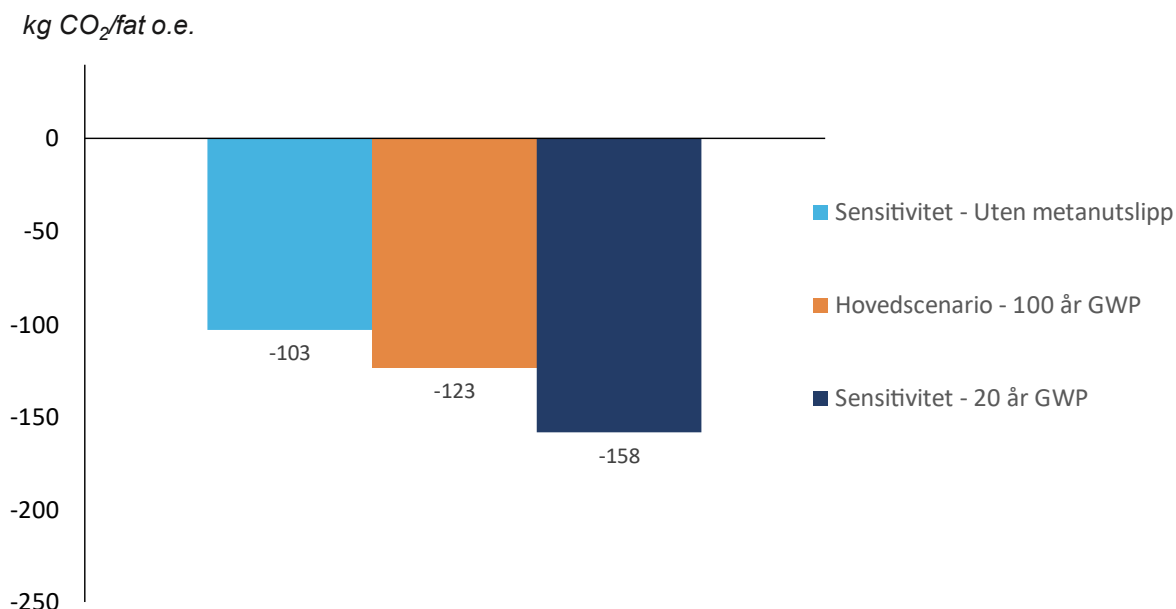
Historisk har kull og gass vært tett sammenknyttede substitutter. I scenarioer som bryter med dette, hvor det ikke lenger er mulig å erstatte kull med gass, vil kraftmarkedet og -miksen se betydelig annerledes ut enn i dag. I et slikt scenario vil det være færre alternativer til gass, og gassens etterspørselselastisitet vil mest sannsynlig være lavere enn historisk. Økt norsk gassproduksjon vil ha en signifikant klimaeffekt per fat o.e. dersom kull fortrenses, og det er dette som delvis forutsettes i hovedscenarioet.

## Sensitivitetsanalyse av metanutslipp

Utslippetsdata for produksjon, prosessering og transport av olje og gass er basert på både feltspesifikke rapporterte tall og modellerte tall. Det er imidlertid større usikkerhet knyttet til utslippetsdata for metan enn for CO<sub>2</sub>, og derfor skilles det tydelig mellom CO<sub>2</sub> og metanutslipp i beregning av nettoutslipp i rapporten. Om man ser bort fra metanutslipp, vil resultatet for olje innebære at økt norsk oljetilbud har omtrent nøytral klimaeffekt.

For gass vil en derimot få positiv klimaeffekt, uavhengig av antagelse om metanutslipp. Dette illustreres i sensitivitsanalysen i Figur 18. Ved utelatelse av metanutslipp reduseres den positive klimaeffekten i hovedscenarioet noe, ettersom norsk gass har lavere metanutslipp enn utkonkurrert LNG.

Det inkluderes også en sensitivitet knyttet til valg av globalt oppvarmingspotensial (GWP) for metan, som benyttes til å regne metanutslipp om til CO<sub>2</sub>-ekvivalenter. Det er vanlig å benytte akkumulert oppvarmingseffekt over en 100-års periode. Om man heller bruker en 20-års periode, styrkes klimaeffekten av økt norsk gassproduksjon signifikant per fat o.e. på grunn av lavere metanutslipp enn utkonkurrert LNG. Se også appendiks for ytterligere forklaring av GWP.



Figur 18: Sensitivitsanalyser av antagelse om metanutslipp i hovedscenarioet for gass

I samtlige scenarioer legges det til grunn at ny norsk olje- og gassproduksjon i 2030 vil være elektrifisert med kraft fra land. Scope 2-utslipp ved å elektrifisere feltene vurderes ikke, da disse utslippene er forventet å være lave. Selv om metanutslipp utelates fullstendig, er klimaeffekten av økt norsk gasstilbud positiv. Dette har sammenheng med at økt norsk gass uansett fortrenger utslippsintensiv LNG.

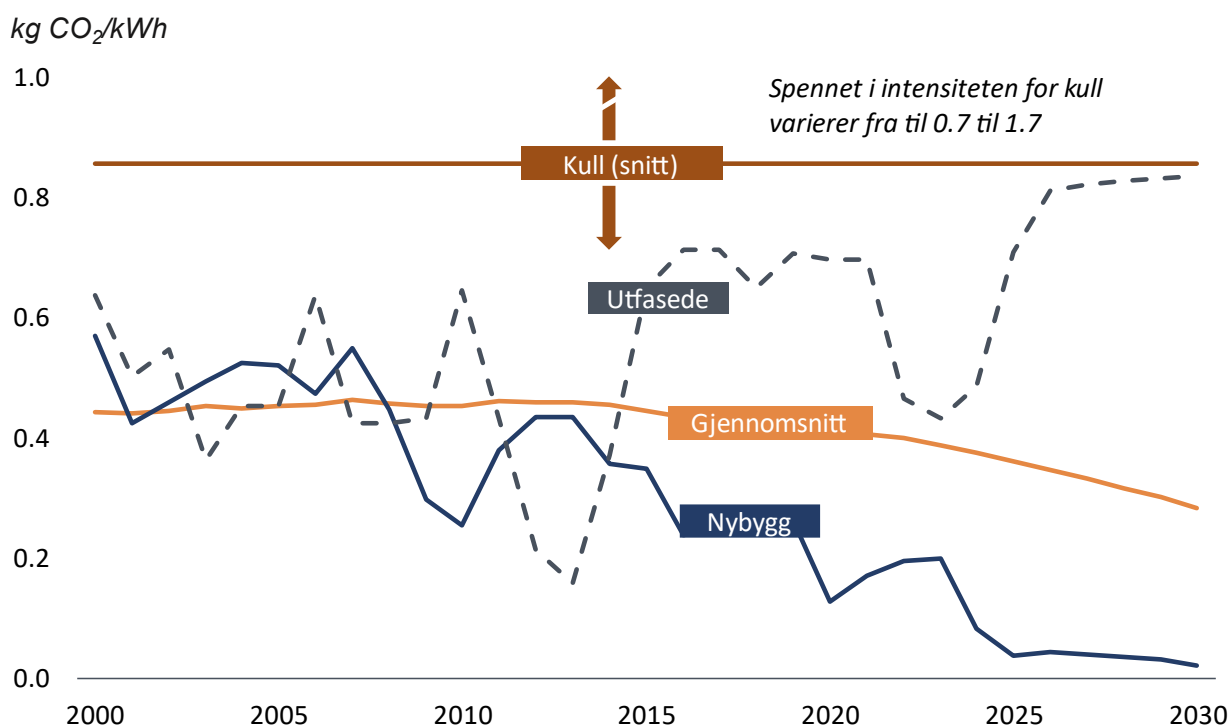
## Andre metodevalg og avgrensinger

I forbindelse med denne rapporten har det blitt observert andre trender og mulige effekter i det globale olje- og gassmarkedet som kan spille inn på resultatene vist i hovedscenarioet og de andre scenarioene. Disse effektene er ikke kvantifisert, men er forklart og diskutert i delkapitlene under.

### Forskjellen mellom marginal- og snittbetraktninger

Tilgangen på data påvirker også presisjonsnivået for substitusjonseffektene i analysen. På områder hvor det eksisterer datagrunnlag eller analyser som gir grunnlag for en marginalbetraktning, blir dette benyttet. For eksempel er det for olje- og gassfelt som utkonkurreres av økt norsk tilbud en tydelig korrelasjon mellom høyere produksjonskostnader og høyere utslipp. Det gjør at marginale utslippsintensiteter kan pekes ut og erstattes, snarere enn å anta gjennomsnittlig utslippsintensitet i steg 3. Et annet eksempel er steg 2 for gass. Her analyseres konkurransen mellom ny fornybar energi og utfasingen av kull, og her benyttes 70% kullsubstitusjon som hovedantagelse. Figur 19 illustrerer gjennomsnitts- og marginalbetraktninger for kraftsektoren gjennom utslippsintensiteten av nybygde kraftverk på verdensbasis, gjennomsnittet i global kraftmiks, utslipp fra kull, og gjennomsnittet av de utfasede kraftverkene. Som sett av figuren går de utfasede kraftverkene mot gjennomsnittet for kull – dette er et resultat av at de aller fleste kraftverkene som fases ut er kullkraftverk.

I andre sammenhenger er det mer krevende å peke ut nøyaktig effekt av markedsendringer, og i så fall benyttes gjennomsnittsbetraktninger. I denne rapporten gjøres dette eksempelvis i steg 2 for olje, der global redusert elbilbruk antas å skje i like stor takt i alle regioner globalt fremfor å peke på enkeltland. På bakgrunn av dette beregnes steg 2-effekten med utgangspunkt i utslippsintensitet for gjennomsnittlig global kraftproduksjon.



Figur 19: Globale utslippsintensiteter for kullkraft samt total og marginal kraftproduksjon

## Kvotemarked i EU

Norsk olje- og gassproduksjon er underlagt EUs marked for klimakvoter (EU ETS) og det er etter Rystad Energys vurdering tre muligheter for hvordan dette kan påvirke analysen:

- Den første er at økte oppstrømsutslipp fra norsk olje og gassproduksjon gir én-til-én lavere utslipp fra andre sektorer underlagt kvotemarkedet. Dette er kjent som «vannseng-effekten». I et slikt scenario vil økte norske oppstrømsutslipp i steg 3 nulles ut av reduserte utslipp i andre sektorer. Dermed kunne man med denne antagelsen fjerne utslippene fra norsk sokkel fra beregning av global klimaeffekt. Men ettersom utslippene på norsk sokkel er lave, gir det ikke store utslag på beregnet netto klimaeffekt.
- Den andre muligheten er en delvis vannseng-effekt, hvor økte utslipp fra norsk olje- og gassproduksjon gir reduserte utslipp fra andre kvotepliktige sektorer, men ikke én-til-én. I et slikt scenario påvirkes fremtidig kvotetak av endret kvoteetterspørsel, slik at økte utslipp bidrar til å heve (eller forhindre en senkning av) kvotetaket (Perino, 2018). I så fall vil man kunne argumentere for at deler av utslippene på norsk sokkel ikke bidrar til å øke globale utslipp, men i mindre grad enn i punktet ovenfor.
- Den tredje muligheten er å se bort fra EU ETS. Dette scenarioet gir de høyeste utslippsbidragene fra produksjon på norsk sokkel i steg 3, og det er dette som er lagt til grunn i denne analysen.

Basert på dette vurderes hverken tolkning av «vannseng-effekten» eller fremtidig utvikling av EU ETS som avgjørende for utfallet av analysen. Når det gjelder steg 2 og eventuelt mindre bruk av annen energi og utslipp knyttet til dette, vil det foregå globalt og EU ETS blir dermed av mindre betydning.

## OPEC og OPEC+

Organisasjonen av oljeeksporterende land (OPEC) er en viktig aktør i oljemarkedet. Sammen med 11 samarbeidende land er også den utvidede koalisjonen OPEC+ dannet. OPEC+ har ekstra kapasitet som kan tas relativt raskt inn og ut av oljemarkedet ved behov. Denne kapasiteten brukes for å stabilisere markedet, og har i senere tid vært viktig for å styre prisen på kort sikt. I januar 2023 lå ekstrakapasiteten på ca. 5,4 millioner fat o.e. per dag om Russland og Irak ikke regnes med (til sammen har de omtrent 1,4 millioner fat o.e. per dag ekstrakapasitet, men denne kapasiteten forventes ikke å kunne bringes til markedet raskt). Av dette utgjorde Saudi-Arabia og De forente arabiske emirater (FAE) ca. 2,8 millioner fat o.e. per dag.

På lang sikt har OPEC+ derimot mindre innflytelse på markedet. Dette er blant annet en følge av at amerikansk skiferolje er svært responsiv på pris, som beskrevet tidligere i rapporten, med evne til å mobilisere store volumer på mellomlang og lang sikt. I dag leveres det ca. 14 millioner fat skiferolje (inkludert NGL, kondensater og råolje) per dag, men ved en langsiktig oljeprisøkning til 120 USD per fat kan produksjonen av amerikansk skiferolje økes til over det dobbelte. Dette er drevet av skalaeffekter og større kontantstrømmer og investeringsvilje ved høye oljepriser. Sett i forhold til andre tilbudssegmenter som amerikansk skiferolje, er altså ekstrakapasiteten til OPEC+ relativt begrenset i størrelse på lang sikt, og gruppens evne til påvirke langsiktige priser reduseres tilsvarende.

Det er likevel interessant å studere reaksjonen fra OPEC+ ved en produksjonsøkning. Gruppen kan reagere på flere måter, fra å kutte egen produksjon for å gjenopprette pris til å øke egen produksjon for å gjenopprette markedsandel. Et alternativ som ligger i midten av disse to reaksjonsformene er at OPEC+ responderer som i et marked ved fri konkurranse, altså at det verken styres mot en fast pris eller en fast markedsandel. Tidligere har man i stor grad sett at OPEC+ motvirker en fallende oljepris ved å ta volumer ut av markedet, og å sende inn volumer hvis oljeprisen er høy. Dette skjedde i etterkant av Covid-19, da OPEC+ reduserte sitt tilbud for å øke prisene i starten av 2020. I tiden etter dette har produksjonen vært økt for å balansere markedet i motsatt retning. Samtidig gir historien eksempler på perioder hvor OPEC+ har valgt å sende volumer inn i markedet på tross av fallende priser, for å sikre eller øke egen markedsandel. Dette var blant annet tilfellet i 2014-2016, da OPEC+ ønsket å svekke markedsposisjonen til amerikansk skiferolje på tross av fallende oljepriser. Med andre ord har OPEC+ historisk tatt rollen som prisregulator parallelt med en målsetning om markedsrett.

Dette viser at en ikke bare kan sette spørsmålstegn ved evnen OPEC+ har til å påvirke oljemarkedet på lang sikt, men også ved gruppens målsetning for å utøve markedsrett. I rapporten er OPEC+ antatt å virke i markedet som en fri aktør og at ingen bestemt type markedsrett utøves, fordi både evnen og viljen til en eventuelt valgt handling vil være avtagende og uklar på lang sikt.

## Følgeeffekter i steg 2

I rapporten antas det at økt etterspørsel etter olje og gass, drevet av en tilbudsøkning, ikke vil påvirke summen av nytte som forbrukere får fra deres energibruk. Det vil si eksempelvis at totalt antall kilometer bil kjørt osv. antas upåvirket av det økte olje- og gasstilbudet. Dette er basert på substitusjonseffekter i energimarkeder utenfor olje- og gassmarkedet. For olje antas det at økt etterspørsel absorberes av personbilsektoren, og at den økte oljeetterspørselen medfører redusert elbilbruk. For gass antas det at økt etterspørsel delvis absorberes av kraftsektoren, slik at den økte gassetterspørselen primært substituerer vekk kullkraft og delvis fornybar energi.

Det kan imidlertid argumenteres mot antagelsen om konstant nytte. Eksempelvis vil marginalt redusert etterspørsel etter strøm som følge av økt oljeetterspørsel i praksis medføre marginalt lavere priser på strøm. Deretter følger en ny *markedsrespons i strømmarkedet* der den reduserte prisen ikke utelukkende medfører utkonkurrert tilbud, men også økt etterspørsel. Dette er en forlengelse av samme mekanisme som i steg 1, men i stedet anvendt på strømmarkedet og drevet av et etterspørselskutt i stedet for en tilbudsøkning. Avhengig av strømmarkedets tilbuds- og etterspørselselastisiteter på lang sikt, medfører etterspørselskuttet kun en delvis tilbudssiderespons, og den totale nytten i form av sluttbruk i energimarkedene under ett kan derfor øke. Denne rapporten finner at tilbudssiden er vesentlig mer elastisk enn etterspørselsiden i to sentrale energimarkeder, nemlig markedene for olje og gass. Om denne konklusjonen antas overført også til tilstøtende energimarkeder som strømmarkedet, skulle en etterspørselsreduksjon som steg 2 omhandler, medføre relativt stor tilbudsrespons, og lav etterspørselsrespons.

I analysen av steg 2 for olje er det begrenset usikkerhet som introduseres ved antagelsen om konstant nytte, ettersom det absolutte bidraget fra steg 2 er lite (16 kgCO<sub>2</sub>). Om økt oljeetterspørsel bare delvis utkonkurrerer kraftetterspørsel, og delvis medfører økt nytte (mer kjøring) vil bidraget fra steg 2 reduseres med fraksjonen som antas å gå til økt nytte. Ettersom utslippseffekten fra økt oljeetterspørsel allerede er fanget opp i steg 1, så blir effekten isolert til lavere unngåtte utslipp fra steg 2.

I analysen av steg 2 for gass antas 70% kullsubstitusjon. Resultatet av analysen med tanke på netto klimagassutslipp er imidlertid ikke avhengig av hvorvidt de resterende 30% består av forsinket fornybar energi eller en faktisk etterspørselsøkning av gass uten substitusjon overhodet. Dette kommer av at den forsinkede fornybare energien er antatt å være utslippsfri. I ett henseende er derfor antagelsen om konstant nytte kun delvis bakt inn i analysen for gass, ved at vi begrenser kull-substitusjon til 70%.

## Naturgass med CCS

I hovedscenarioet er det ikke inkludert antagelser om bruk av karbonfangst og -lagring (CCS) knyttet til naturgass. Ettersom ny gassproduksjon på norsk sokkel blandes inn med annen gassproduksjon via gassinfrastrukturen på norsk sokkel, vil det normalt ikke være en direkte kobling mellom ny gassproduksjon og etablering av CCS på norsk naturgass.

CCS har potensial både for å kutte utslipp knyttet til sluttbruk av naturgass, for eksempel ved gasskraftverk med CCS, og for å ta ut karbonet før forbrenning og levere energi i form av hydrogen, ammoniakk eller andre forbindelser.

Ved produksjon av blått hydrogen fra norsk naturgass vil tilbudet av naturgass reduseres, samtidig som tilbudet av hydrogen øker. Netto klimaeffekt av naturgass med CCS avhenger da både av utslippene ved produksjon av blått hydrogen, klimaeffekten ved å levere mer blått hydrogen til markedet (for eksempel erstatte grå hydrogen), samt klimaeffekten av redusert tilbud av naturgass (som vurdert i denne rapporten). Analyser av netto klimaeffekt av naturgass med CCS er ikke inkludert i analysen av klimaeffekt ved økt fremtidig gassproduksjon på norsk sokkel.



## Liste over forkortelser

- APS – Announced Pledges Scenario
- bcm – Milliarder kubikkmeter gass
- CCS – Carbon Capture and Storage (karbonfangst- og lagring)
- CO<sub>2</sub>e – CO<sub>2</sub>-ekvivalent (klimaeffekten ved utslippet av én enhet CO<sub>2</sub> over en periode, typisk 100 år)
- EU ETS – EU Emissions Trading System (EUs system for klimakvoter)
- FAE – De forente arabiske emirater
- fat o.e. – Fat oljeekvivalent
- GWP – Global warming potential (globalt oppvarmingspotensiale for en klimagass)
- IEA – International Energy Agency (det internasjonale energibyrådet)
- IMF – International Monetary Fund (det internasjonale pengefondet)
- kWh – Kilowatttime
- LCOE – Levelized cost of electricity (levetidskostnad per enhet produsert strøm)
- LNG – Liquefied natural gas (flytende naturgass)
- MMBtu – Millioner britisk termisk enhet
- MWh – Megawatttime
- NGL – Natural Gas Liquids (våtgass)
- NZE – Net Zero Emissions
- OED – Olje-og energidepartementet
- OPEC – Organization of the Petroleum Exporting Countries (organisasjonen av oljeeksporterende land)
- SSB – Statistisk sentralbyrå
- STEPS – Stated Policies Scenario
- TTF – Title Transfer Facility (europeisk gassprisindeks)
- USD – Amerikansk dollar



## Kildeliste

Rystad Energys analyse av netto klimagassutslipp fra økt norsk olje- og gassproduksjon kombinerer i hovedsak akademiske studier av langsiktig etterspørselastisitet for olje og gass, scenarier for fremtidig global olje- og gassetterspørsel og strømmiks fra IEA, IEA sin «Global Methane Tracker» for metanutslipp, samt Rystad Energys egne databaser og modeller. Rystad Energys databaser og modeller benyttes spesifikt til å bestemme tilbudselasticiteter for olje- og gass, og for å tallfeste opp- og midtstrømsutslipp for norsk og global olje- og gassproduksjon. Databasene er kommersielt tilgjengelige, og basert på offentlig tilgjengelig data. I denne kildelisten finnes alle benyttede kilder utover Rystad Energys interne databaser og modeller.

Kilder til langsiktig etterspørselastisitet for olje og gass

Li et al. (2022a). *Price responsiveness of commercial demand for natural gas in the US*

Li et al. (2022b). *How price responsive is industrial demand for natural gas in the United States?*

Eleyan et al. (2021). *Are long-run income and price elasticities of oil demand time-varying? New evidence from BRICS countries*

IEA. (2021). *Price Elasticity for Energy Use in Buildings in the United States*

Huntington et al. (IEA). (2019). *Review of Key International Demand Elasticities for Major Industrializing Economies*

IMF. (2017). *Oil Prices and the Global Economy*

Labandeira et al. (2017). *A meta-analysis on the price elasticity of energy demand*

Burke og Yang. (2016). *The price and income elasticities of natural gas demand: International evidence*

Tsirimokos og Maroulis. (2016). *Price and Income Elasticities of Demand for Crude Oil. A Study of Thirteen OECD and Non-OECD Countries*

Javan and Zahran. (2015). *Dynamic panel data approaches for estimating oil demand elasticity*

Ozcan. (2015). *Determinants of Oil Demand in OECD Countries: An Application of Panel Data Model*

Bilgili. (2014). *Long Run Elasticities of Demand for Natural Gas: OECD Panel Data Evidence*

Dilaver et al. (2014). *What drives natural gas consumption in Europe? Analysis and projections*

Schryder og Peersman. (2013). *The U.S. Dollar Exchange Rate and the Demand for Oil*

Behmiri og Manso. (2012). *Crude oil conservation policy hypothesis in OECD (organisation for economic cooperation and development) countries: A multivariate panel Granger causality test*

Fawcett og Price. (2012). *World Oil Demand in the Short and Long Run: A Cross-Country Panel Analysis*

Andersen et al. (2011). *How is demand for natural gas determined across European industrial sectors?*

Asali. (2011). *Testing for oil saving technological changes in ARDL models of demand for oil in G7 and BRICs*

Bernstein og Madlener. (2011). *Residential Natural Gas Demand Elasticities in OECD Countries: An ARDL Bounds Testing Approach*

IMF. (2011). *World Economic Outlook*

Askari og Krichene. (2010). *An oil demand and supply model incorporating monetary policy*

Asche et al. (2008). *Natural gas demand in the European household sector*

## Andre kilder

IEA. (2022a). *World Energy Outlook 2022*

IEA. (2022b). *Global Methane Tracker 2022*. Hentet fra: <https://www.iea.org/reports/global-methane-tracker-2022>

SSB. (2022). *Emission factors used in the estimations of emissions from combustion*. Hentet fra: [https://www.ssb.no/\\_attachment/404602/](https://www.ssb.no/_attachment/404602/)

Global Methane Pledge. (2021). *Global Methane Pledge*. Hentet fra: <https://www.globalmethanepledge.org/>

IEA. (2021). *Net Zero by 2050*

Roman-White et al. (2021). *LNG Supply Chains: A Supplier-Specific Life-Cycle Assessment for Improved Emission Accounting*

EPA. (2020). *Direct Emissions from Stationary Combustion Sources*

Perino (2018). *New EU ETS Phase 4 rules temporarily puncture waterbed*

KonKraft. (2016). *Klima – norsk sokkel i endring*

World Bank. (2015). *Zero Routine Flaring by 2030 (ZRF) Initiative*. Hentet fra: <https://www.worldbank.org/en/programs/zero-routine-flaring-by-2030/endorsers>



## Appendiks



Appendiksen i denne rapporten inneholder følgende sider:

- Introduksjon til scenarioene
- Oversikt over variabler i scenarioene
- Ligningen som benyttes for å regne netto utslipp
- Oljeetterspørselsscenarioer
- Gassetterspørselsscenarioer
- Oppvarmingspotensial (GWP)
- Utledning av markedsrespons
- Analyse av gass- og kullsubstitusjon
- Utslippetsintensitet for fossile brensler
- Utslipp gjennom gass- og kullsubstitusjon
- Oppstrømsutslipp
- Inkluderingskriterier for forskningslitteratur
- Matriser for beregning av klimaeffekt i alle tre scenarioer

# Scenarier analysert i Rystad Energy sitt arbeid med å bestemme netto forbrenningsutslipp

Scenario	Beskrivelse og antagelser	Innvirkning på elastisiteter	Innvirkning på utslipp
<p><b>Gradvis transisjon</b> «Hovedscenario»</p> <p><i>Gradvis utfasing av fossile brensler med fallende etterspørsel på lengre sikt. I tråd med IEAs «Announced Pledges Scenario» (APS).</i></p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Etterspørselen etter fossilt brensel forblir relativt stabil over de neste 10 årene, før etterspørselen faller. Gass-, olje- og kraftscenarier er i tråd med IEA sin APS.</li> <li>Det er kull i kraftmiksen i lang tid fremover. Ny gass i markedet kan fortrenge 70% av denne.</li> <li>Metanutslipp blir kuttet i tråd med Global Methane Pledge om 30% reduksjon innen 2030 nås.</li> <li>Rystad Energy sine 1,7-1,8-graders scenarier er sammenlignbare med IEA sin APS.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Tilbudselastisiteten estimeres basert på IEAs etterspørselssyn og Rystad Energy sine tilbudskurver.</li> <li>Etterspørselsetastisitetene estimeres basert på gjennomsnittet av relevant og oppdatert litteratur for olje og gass.</li> </ul>	<p><b>Steg 1:</b> Markedsresponsen bestemmes ut ifra gjeldende elastisiteter og netto endring i etterspørsel gir utslipp.</p> <p><b>Steg 2:</b> Økt konsum av olje og gass minsker behov for kraft, noe som reduserer utslipp fra delen av kraftproduksjonen som har utslipp.</p> <p><b>Steg 3:</b> Utslippene fra opp- og midtstrømsaktiviteter er i henhold til Rystad Energy sine estimater og data. Metanutslipp er 30% av 2021-nivå. Nye norske felt er elektrifiserte.</p>
<p><b>Tregere transisjon</b></p> <p><i>Fossil etterspørsel forblir høy og fossil brensel utgjør en stor andel av energiproduksjonen. I tråd med IEAs «Stated Policies Scenario» (STEPS).</i></p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Etterspørselen etter fossilt brensel er i tråd med IEAs STEPS og høyere enn hva som ligger til grunn i APS.</li> <li>Kraftmiksen inneholder en høy andel fossilt brensel og har dermed høyere utslippintensitet enn i APS. Det er mye kull igjen i kraftmiksen som vil fortrenkes ved økt gassproduksjon.</li> <li>Få bindende tiltak og lite handling gjør at Global Methane Pledge ikke nås og metanutslipp forblir like som i 2021.</li> <li>Rystad Energy sine 2(+)-graders-scenarier er i tråd med STEPS.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Tilbudselastisiteten blir lavere enn i hovedscenarioet. Dette er fordi tilbudssiden må levere mer volum innenfor samme tidsrom, noe som legger mer press på tilbudssiden og senker fleksibiliteten.</li> <li>Etterspørselsetastisiteten er den samme som i hovedscenarioet.</li> </ul>	<p><b>Steg 1:</b> En mindre fleksibel tilbudsside gjør at mindre volum går ut av markedet ved økt produksjon, og utslippene øker mer enn i hovedscenarioet.</p> <p><b>Steg 2:</b> Kraftmiksen har høyere fossil andel, i tillegg til at mer substitueres, og utslippene i steg 2 øker derfor mer enn i hovedscenarioet</p> <p><b>Steg 3:</b> Utslippintensitet for CO<sub>2</sub> fra opp- og midtstrømsaktiviteter er like som i gradvis transisjon. Metanutslipp reduseres ikke. Nye norske felt er elektrifiserte.</p>
<p><b>Raskere transisjon</b></p> <p><i>Fossil etterspørsel faller og kraftmiksen blir fornybar, drevet av politisk styrt adferd. I tråd med IEAs «Net Zero Emissions» (NZE).</i></p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Etterspørselen etter fossilt brensel faller raskt, i tråd med IEAs NZE</li> <li>Politiske beslutninger blir fattet for å styre adferd mer aktivt til fordel for klima, og klimatiltak blir bindende. Resultatet er en øvre grense for etterspørsel etter fossil brensel.</li> <li>Metanutslipp fra olje og gass blir effektivt redusert og er halvert i 2030. Globale faklingsutslipp er redusert med 90%. Norske faklingsutslipp er like, men elektrifisering gir 0 produksjonsutslipp.</li> <li>Rystad Energy sine 1,5- og 1,6-graders-scenarier er sammenlignbare med NZE.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Tilbudselastisitet blir høyere enn i hoved-scenarioet. Dette er fordi tilbudssiden leverer mindre volum innenfor samme tidsrom, reduserer press på tilbudssiden og øker fleksibiliteten.</li> <li>Etterspørselsetastisiteten er null siden klimapolitikken styrer adferden, og etterspørselssidens utvikling bestemmes av politiske beslutninger.</li> </ul>	<p><b>Steg 1:</b> Begrenset etterspørsel gjør at ny produksjon kun fortrenger dyrere produksjon en-til-en, og netto utslipp fra steg 1 er 0.</p> <p><b>Steg 2:</b> Ingen endring i konsum av olje og gass (fra steg 1) fører til null substituasjon av kraft og kull slik at steg 2 også blir null.</p> <p><b>Steg 3:</b> Utslipp fra fakling er redusert med 90% for global produksjon. Annen opp- og midtstrømsutslippintensitet settes lik hovedscenarioet. Nye norske felt er elektrifiserte. Metanutslipp er 50% av 2021-nivå.</p>

# Oversikt over alle variablene som benyttes i analysen for alle scenarioene

	Variabel og steg	Gradvis transisjon - Base case	Tregere transisjon	Raskere transisjon
 <b>Olje</b>	Markedsrespons (steg 1)	10%	18%	0%
	Tilbudselastisitet (steg 1)	1	0.5	-
	Etterspørselelastisitet (steg 1)	-0.11	-0.11	0
	Brutto forbrenningsutslipp (steg 1)	419 kg CO <sub>2</sub> /fat o.e.	419 kg CO <sub>2</sub> /fat o.e.	419 kg CO <sub>2</sub> /fat o.e.
	Unngått CO <sub>2</sub> -utslipp fra substituert energikilde (steg 2)	165 kg CO <sub>2</sub> /MWh	189 kg CO <sub>2</sub> /MWh	104 kg CO <sub>2</sub> /MWh
	CO <sub>2</sub> -utslipp fra fortrengt produksjon (steg 3)	57 kg CO <sub>2</sub> /fat o.e.	57 kg CO <sub>2</sub> /fat o.e.	40 kg CO <sub>2</sub> /fat o.e.
	CO <sub>2</sub> -utslipp fra økt norsk produksjon (steg 3)	22 kg CO <sub>2</sub> /fat o.e.	22 kg CO <sub>2</sub> /fat o.e.	22 kg CO <sub>2</sub> /fat o.e.
	Metanutslipp fra fortrengt produksjon (steg 3)	25 kg CO <sub>2</sub> /fat o.e.	35 kg CO <sub>2</sub> /fat o.e.	18 kg CO <sub>2</sub> /fat o.e.
	Metanutslipp fra økt norsk produksjon (steg 3)	0.4 kg CO <sub>2</sub> /fat o.e.	0.6 kg CO <sub>2</sub> /fat o.e.	0.3 kg CO <sub>2</sub> /fat o.e.
 <b>Gass</b>	Markedsrespons (steg 1)	23%	23%	0%
	Tilbudselastisitet (steg 1)	2	2	-
	Etterspørselelastisitet (steg 1)	-0.6	-0.6	0
	Brutto forbrenningsutslipp (steg 1)	293 kg CO <sub>2</sub> /fat o.e.	293 kg CO <sub>2</sub> /fat o.e.	293 kg CO <sub>2</sub> /fat o.e.
	Unngått CO <sub>2</sub> -utslipp fra substituert energikilde (steg 2)	482 kg kg CO <sub>2</sub> /fat o.e.	482 kg kg CO <sub>2</sub> /fat o.e.	0
	CO <sub>2</sub> -utslipp fra fortrengt produksjon (steg 3)	81 kg CO <sub>2</sub> /fat o.e.	81 kg CO <sub>2</sub> /fat o.e.	81 kg CO <sub>2</sub> /fat o.e.
	CO <sub>2</sub> -utslipp fra økt norsk produksjon (steg 3)	3 kg CO <sub>2</sub> /fat o.e.	3 kg CO <sub>2</sub> /fat o.e.	3 kg CO <sub>2</sub> /fat o.e.
	Metanutslipp fra fortrengt produksjon (steg 3)	25 kg CO <sub>2</sub> /fat o.e.	35 kg CO <sub>2</sub> /fat o.e.	18 kg CO <sub>2</sub> /fat o.e.
	Metanutslipp fra frakt av LNG (steg 3)	3 kg CO <sub>2</sub> /fat o.e.	4 kg CO <sub>2</sub> /fat o.e.	2 kg kg CO <sub>2</sub> /fat o.e.
Metanutslipp fra økt norsk produksjon (steg 3)	0.5 kg CO <sub>2</sub> /fat o.e.	0.7 kg CO <sub>2</sub> /fat o.e.	0.3 kg CO <sub>2</sub> /fat o.e.	

# Forklaring av nettoutslippsligningen som benyttes i denne rapporten

## Nettoutslippsligningen som benyttes i rapporten

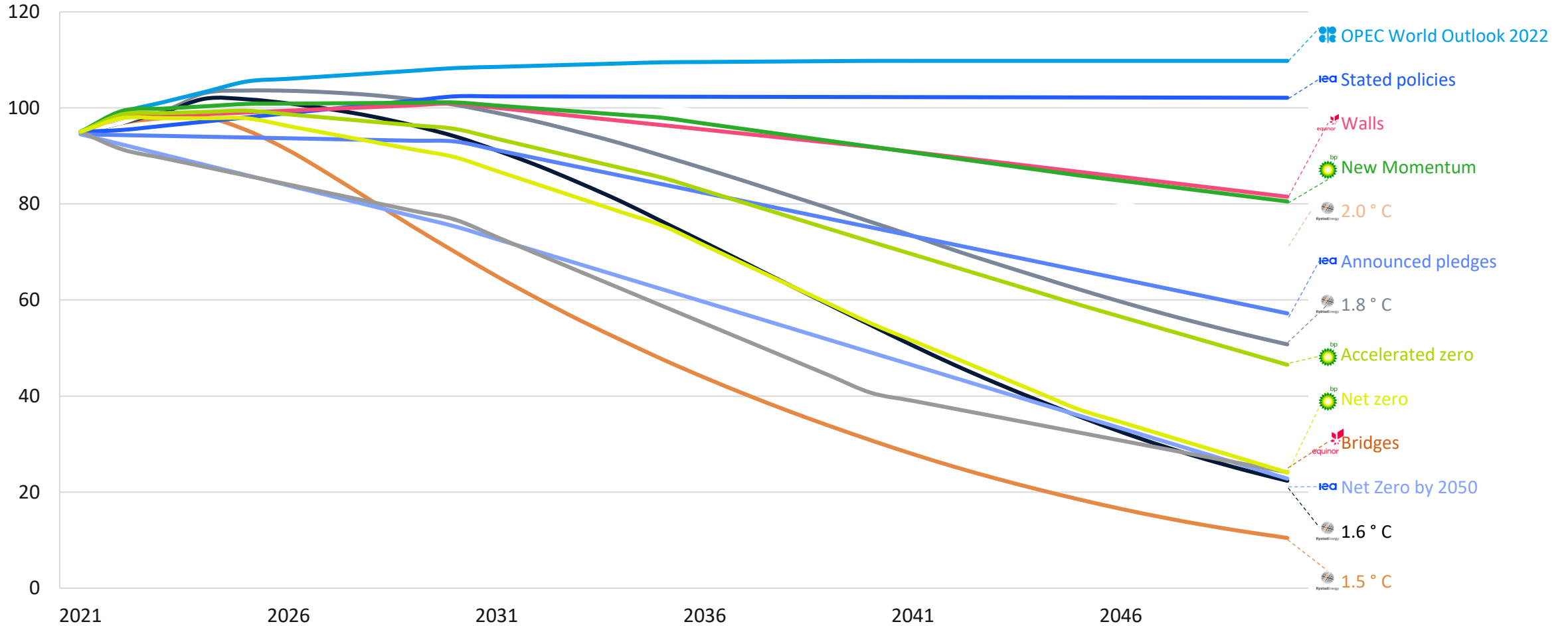
$$\begin{aligned}
 \text{Netto utslipp} = & \\
 \text{Steg 1} \longrightarrow & [U_{fb,Norge} - U_{fb,Global}(1 - e)] + \\
 \text{Steg 2} \longrightarrow & [e * (-U_{subs})] + \\
 \text{Steg 3} & [U_{Opp,Norge} + U_{Midt,Norge} + U_{Metan,Norge} * GWP - e(U_{Opp,Global} + U_{Midt,Global} + U_{Metan,Global} * GWP)]
 \end{aligned}$$

Symbol	Kommentar og forklaring
$e$	Markedsrespons, blir gitt ved tilbuds- og etterspørselastisitet
$U_{fb}$	Forbrenningsutslipp
$U_{subs}$	Substitusjonsutslipp, drevet av kraftmiks for olje og andel av kullsubstitusjon for gass
$U_{Opp}$	Oppstrømsutslipp, fra Rystad sine databaser. Olje benytter seg av oppstrømsutslipp for fat over 50 USD per fat o.e. Verdien er slått sammen med midtstrømsutslipp i oppsummeringstabellen.
$U_{Midt}$	Midtstrømsutslipp, fra Rystad sine databaser. Verdien er slått sammen med oppstrømsutslipp i oppsummeringstabellen.
$U_{Metan}$	Metanutslipp, fra IEAs "Global Methane Tracker"
$GWP$	Oppvarmingspotensial, 100 år GWP i hovedscenarioet, se egen side i appendiks

# Median etterspørsel etter væske i 2030 er 94 millioner fat o.e. per dag

Global væskeetterspørsel i ulike scenarier\*

Millioner fat o.e./dag



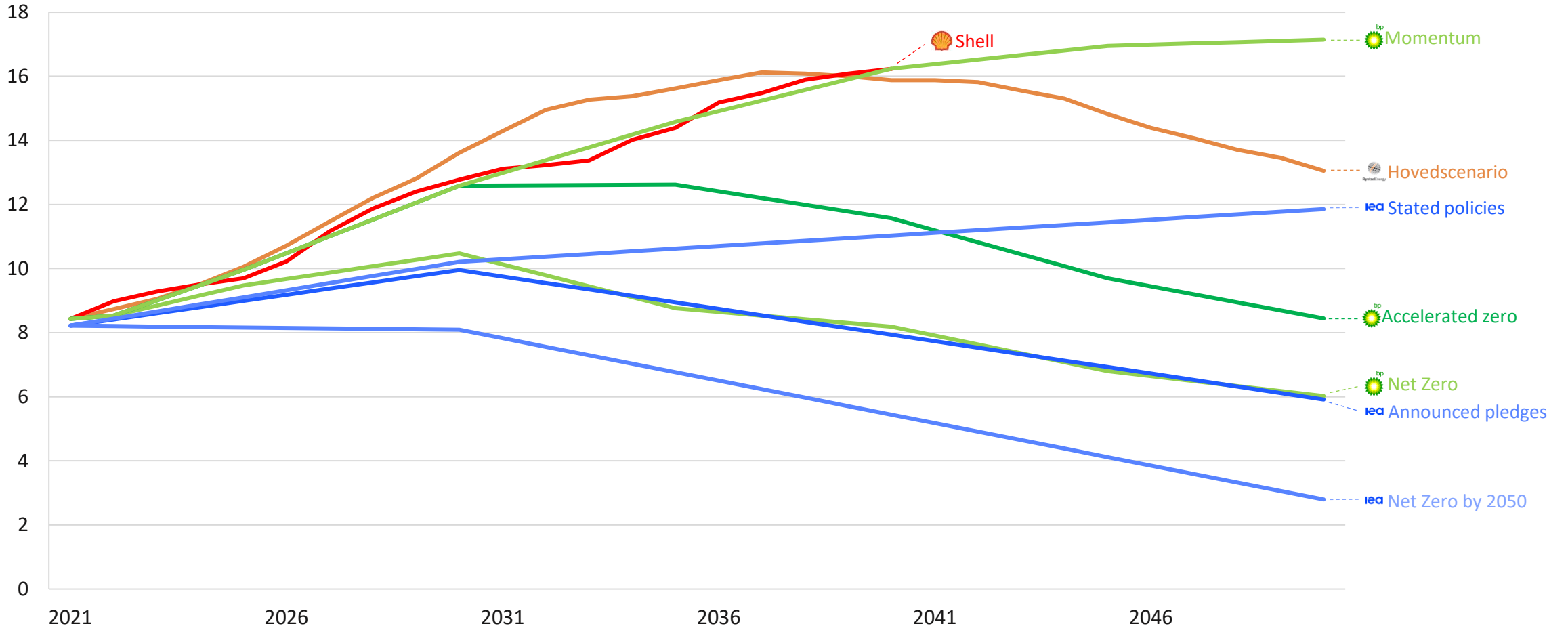
\*OPEC, IEA, EQNR, BP og Shell 2021 er justert slik at de er like Rystad Energys syn på etterspørsel historisk (2021). Trenden fremover er justert med samme faktor.

Kilde: Rystad Energy, OPEC, IEA, Equinor, BP

# Det er stor uenighet knyttet til størrelsen på LNG-markedet fremover

Global LNG-etterspørsel i ulike scenarier\*

Millioner fat o.e./dag



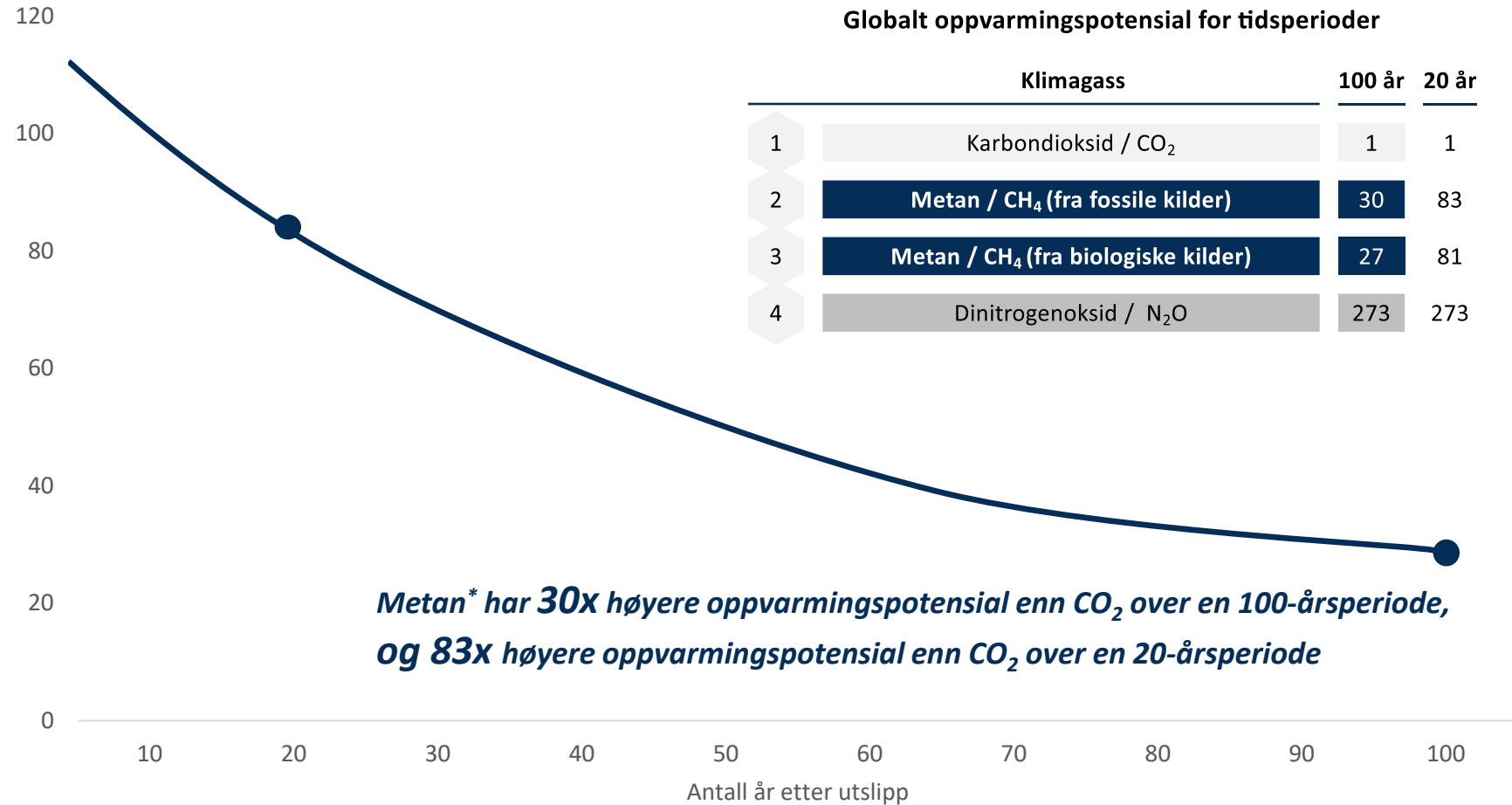
\*IEA-scenariene er justert slik at de er like Rystad Energys syn på etterspørsel historisk (2020). Trenden fremover er justert med samme faktor  
Kilde: Rystad Energy, IEA, EU, BP, Shell



# Det globale oppvarmingspotensialet for metan avhenger av tidsperspektiv og opphav

## Globalt oppvarmingspotensial for klimagasser

Globalt oppvarmingspotensial for metan

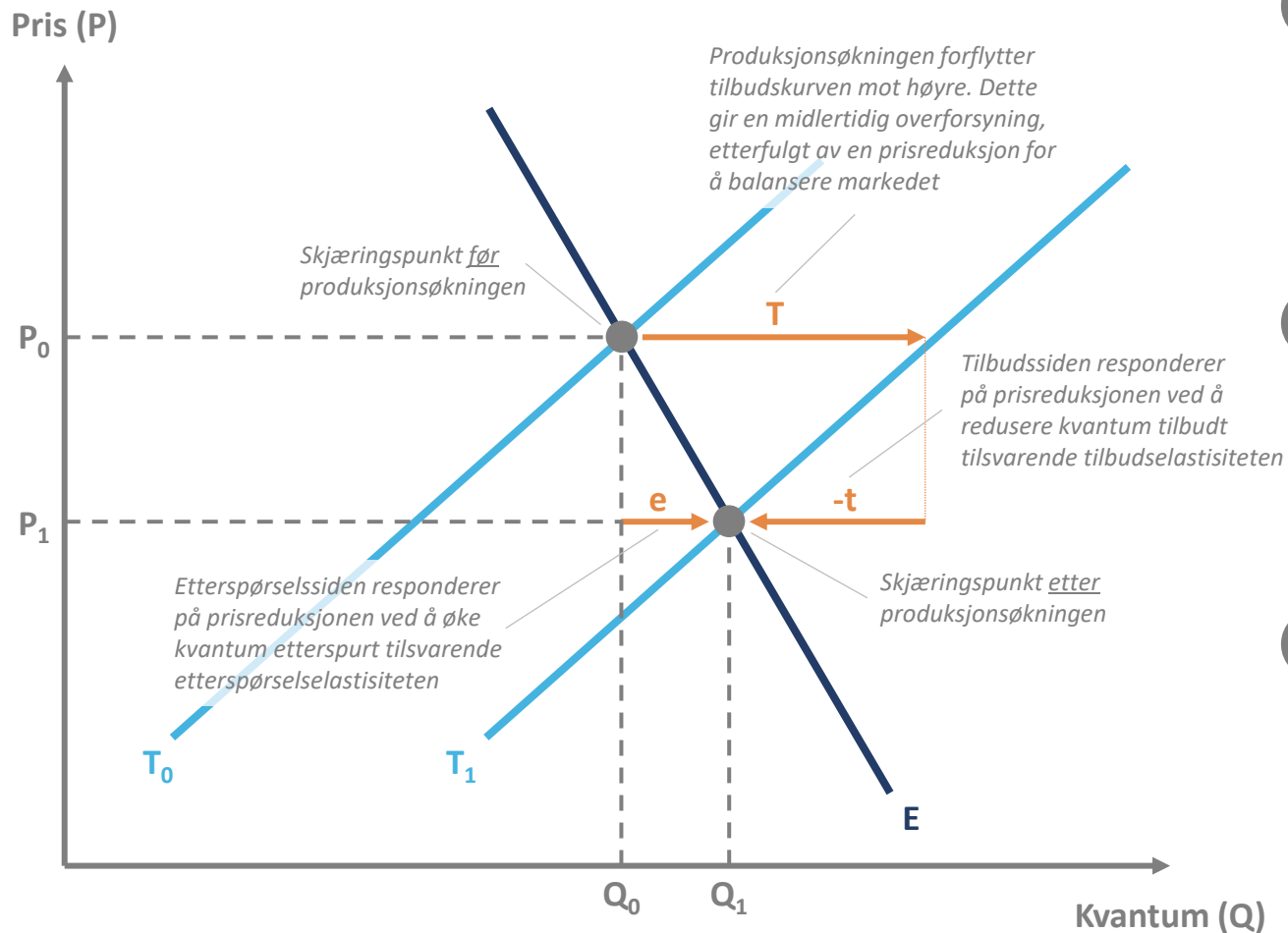


\*Fra fossile kilder  
Kilde: Rystad Energy, IPCC

- Klimagasser bidrar til global oppvarming når de er i atmosfæren, ved å fange energi og dermed øke tiden energien blir værene i atmosfæren
- Klimagasser har forskjellig evne til å fange energi, i tillegg til å ha ulik levetid. Dette er nøkkelparameterne som bestemmer det globale oppvarmingspotensialet (GWP) for klimagasser, hvilket beskriver hvor kraftig en klimagass er i forhold til CO<sub>2</sub>.
- Metan fra fossile kilder har GWP på 30 over en 100-års tidsperiode, noe som tilsier at 1 kg metan har samme oppvarmingseffekt som 30 kg CO<sub>2</sub> over en 100-årsperiode. Fra et 20-års perspektiv er det globale oppvarmingspotensialet på 83, nesten 3 ganger høyere.
- GWP for metan fra fossile kilder er høyere enn for biologiske kilder. Det er fordi metan fra ikke-fossile kilder består av lettere nedbrytbare isotoper.

# Forholdet mellom tilbuds- og etterspørselsrespons er likt forholdet mellom tilsvarende elastisiteter

## Konseptuell skisse av tilbuds- og etterspørselsrespons under produksjonsøkning



1

$$E_t = \frac{-t/Q_1}{\Delta P/P_1} \quad E_e = \frac{e/Q_1}{\Delta P/P_1}$$

Tilbuds- og etterspørselelasticitetene  $E_t$  og  $E_e$  defineres ved tilbuds- og etterspørselsresponsene  $t$  og  $e$ . Ved små produksjonsendringer  $T$  er hver elasticitet konstant. Dermed kan endelikevektspunktet  $(Q_1, P_1)$  benyttes.

2

$$\frac{E_t}{E_e} = \frac{-t}{e} \Leftrightarrow \frac{E_t}{|E_e|} = \frac{t}{e}$$

Ved å dividere de to uttrykkene over på hverandre, finnes forholdet mellom elastisitetene. Dette forholdet tilsvarer nettopp forholdet mellom tilbuds- og etterspørselsresponsen under produksjonsøkningen.

3





$$\frac{|E_e| + E_t}{|E_e|} = \frac{t + e}{e} = \frac{T}{e} \Leftrightarrow e = T * \frac{|E_e|}{|E_e| + E_t}$$

Ved å addere 1 på hver side i siste ligning over og skrive produksjonsøkningen  $T$  som summen av  $t$  og  $e$ , finnes  $e$  uttrykt ved  $T$ .  $e$  som andel av  $T$  blir lik forholdet mellom etterspørselelasticiteten  $E_t$  og summen av elastisiteter (uten fortegn).

\*Merk at  $e$  og  $t$  er definert som positive endringer i kvantum etterspurt og tilbudt. Fordi  $\Delta P$  er negativ, er  $E_t \geq 0$  og  $E_e \leq 0$ . Dette er i tråd med konvensjon.

# 70% av LNG i 2030 vil eksporteres til regioner der fortregning av kull er sannsynlig

Et økt norsk gasstilbud vil i første omgang påvirke globale priser på LNG, og den økte gassetterspørselen vil drives av LNG-importører. Tabellen under viser verdens ti største LNG-importerende regioner i 2030. For hver region er det vurdert hvorvidt marginalt økt norsk gasstilbud sannsynligvis vil fortrenge kull eller ikke. Rystad Energy vurderer at dette sannsynligvis vil skje så lenge det både finnes gjenværende kullkraft å fortrenge og ledig gasskraftkapasitet i kraftmiksen i 2030, samtidig som den aktuelle regionen har et politisk fokus på å øke fornybarandel. Dette gjelder for 70% av LNG-volumene.

LNG-importør	LNG-import, 2030*	Gjen-værende kullkraft	Ledig gasskraft-kapasitet	Politisk fornybar-fokus**	Fortrengt energikilde***	Kommentar
 Kina	23%	✓	✓	✓	Kull	Klare ambisjoner om økt fornybarandel, f.eks. gjennom subsidier til vindkraft til havs
 EU	21%	✓	✓	✓	Kull	Planer om å <b>bytte kull med gass</b> i enkelte regioner, eksempelvis Tyskland
 Japan	11%	✓	✓	✓	Kull	Kjernekraft vil utgjøre en økende del av kraftmiksen, sammen med fornybart
 Sør-Korea	8%	✓	✓	✓	Kull	Høye kapasitetsfaktorer i vindkraft til havs er en hoveddriver for fornybar utbygging
 India	6%	✓	✗	✗	Usikker	Både usikre fornybarmål og usikkerhet rundt ledig gasskraftkapasitet
 Taiwan	4%	✓	✓	✓	Kull	<b>Kullandelen halveres</b> omtrent i kraftmiksen til 2030, mens <b>gass holdes konstant</b>
 Bangladesh	3%	✓	✓	✗	Usikker	Usikre fornybarmål gjør fortregning av kull usikkert
 Thailand	3%	✓	✓	✗	Usikker	Usikre fornybarmål gjør fortregning av kull usikkert
 Pakistan	3%	✓	✓	✓	Kull	Mål om 60% fornybar kraft i 2030, mens <b>ny kullkraftkapasitet er forbudt</b>
 Indonesia	3%	✓	✗	✓	Usikker	Usikkerhet rundt ledig gasskraftkapasitet gjør fortregning av kull usikkert
Andre	14%	✗	✗	✗	Usikker	Ingen fortregning av kull antas konservativt for resten av verden

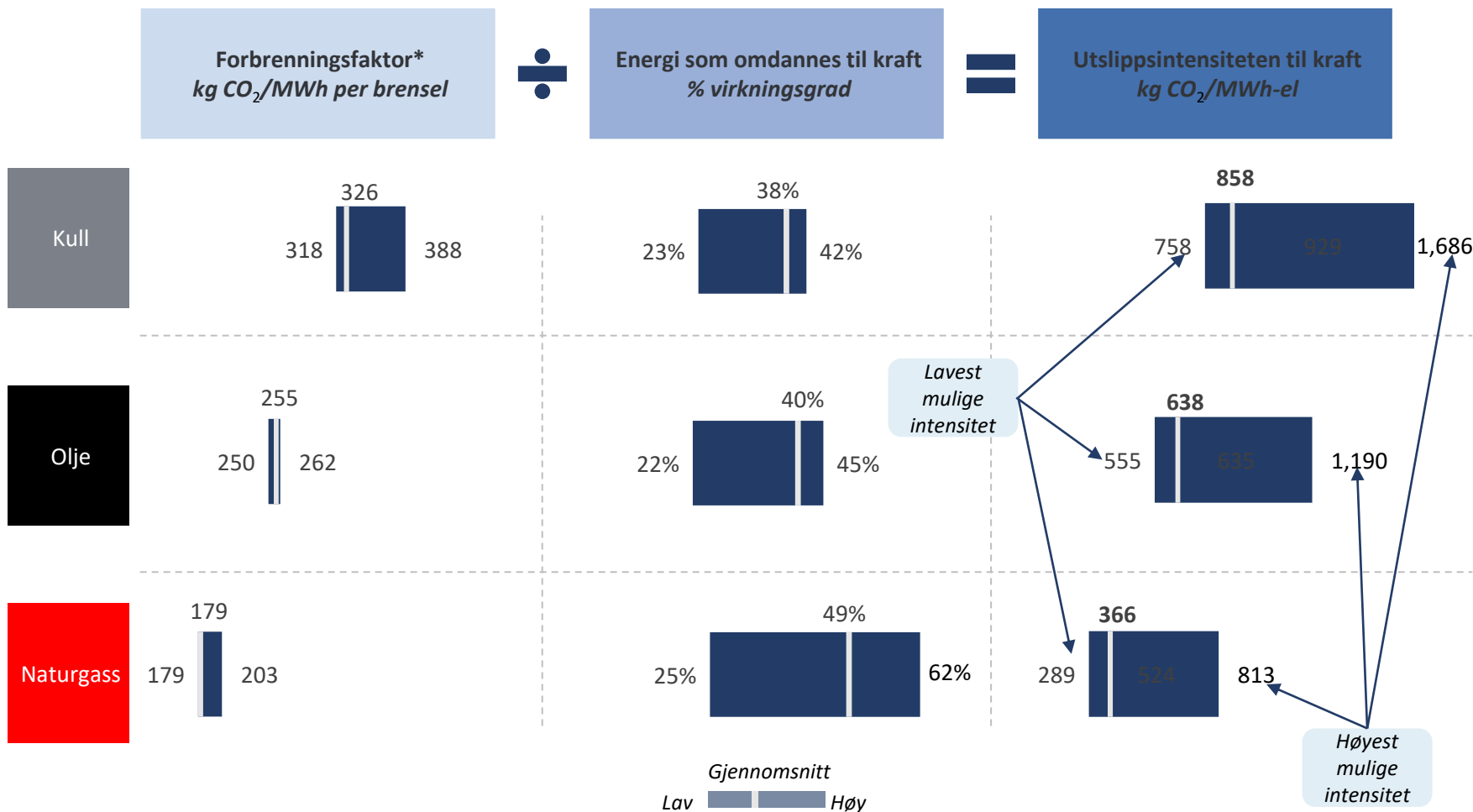
\*Andel av global LNG-import i 2030, basert på Rystad Energys prognoser i GasMarketsCube. \*\*Basert på sannsynlig regional karbonskatt i 2030 eller statlig uttalte mål om fornybarandel i kraftmiksen i 2030.

\*\*\*Sannsynlig fortrengt energikilde gitt marginalt lavere LNG-priser. Vurderes til å være kullkraft når alle tre kriterier er oppfylt, vurderes konservativt til å være usikkert i andre tilfeller.

# Kullkraft er mer enn dobbelt så CO<sub>2</sub>-intensivt som gasskraft i snitt

## Utslippsintensiteter for fossile brensler

kg CO<sub>2</sub> per kWh



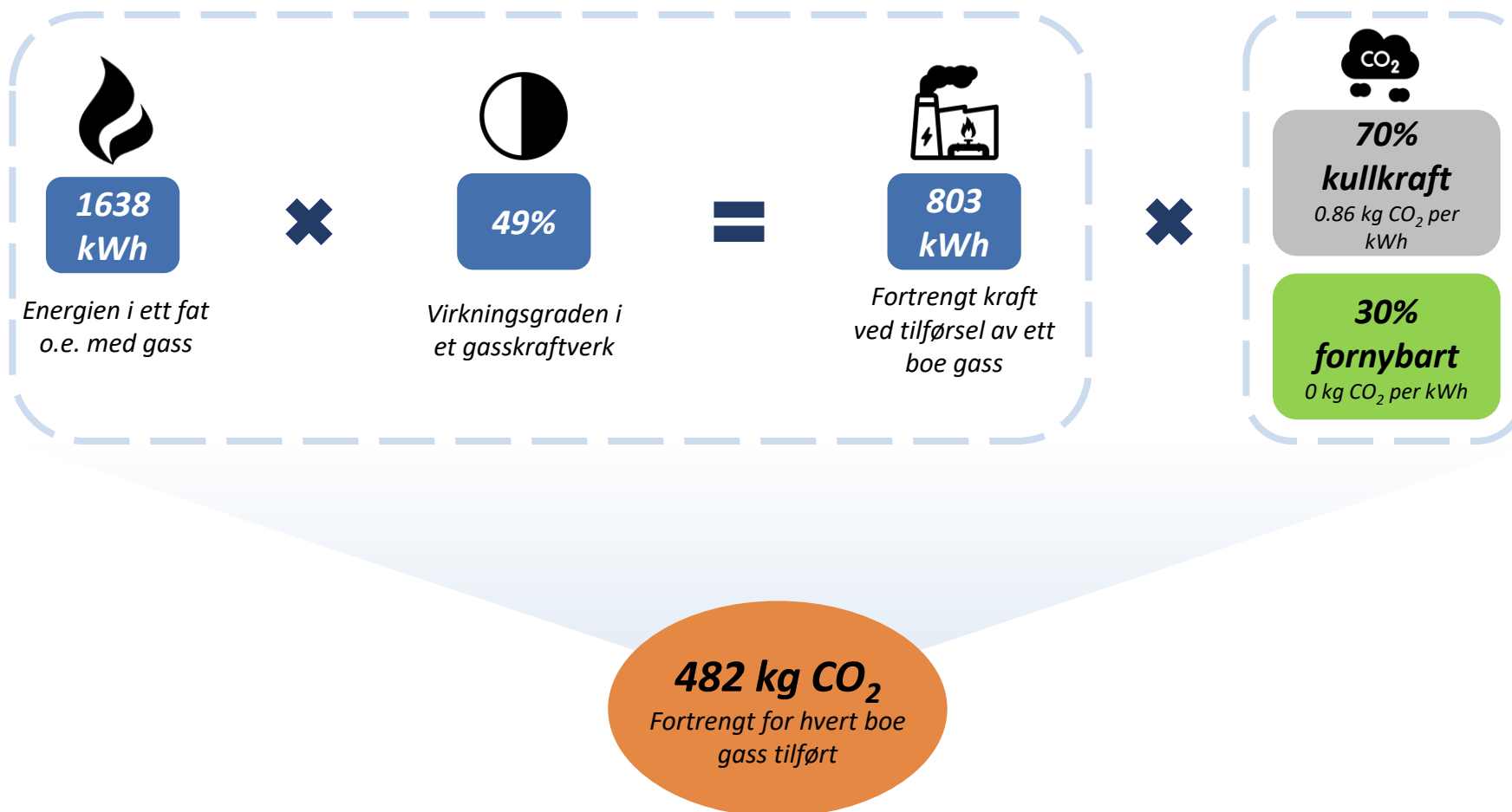
- Grafen viser utregningen av utslippsintensiteter for kull-, olje- og gasskraft.
- Utslippsintensitet er en funksjon av både karbon- og energiinnholdet i brenselet, og av virkningsgraden på kraftverket det forbrennes i.
- For kull er gjennomsnittlig forbrenningsfaktor satt til kullmiks brukt i kraftproduksjon, mens olje og naturgass er satt til et uvektet snitt av forbrenningsfaktoren til ulike former.
- Gjennomsnittlig virkningsgrader er vektet på globalt nivå, mens ytterpunktene er basert på observerte høye og lave virkningsgrader på enkeltkraftverk globalt.
- Opp- og midtstrømsutslipp knyttet til produksjon av de fossile brenslene ekskluderes.

\*Ytterpunktene bestemmes av ni ulike kvaliteter av kull, tre ulike oljedestillater pluss råolje og naturgass og etan.

Kilde: Rystad Energy, Guidehouse (International comparison of fossil power efficiency and CO<sub>2</sub> intensity - Update 2018), EPA (Greenhouse Gas Inventory Guidance: Direct Emissions from Stationary Combustion Sources)

# Et nytt fat o.e. gass kan fortrenge 482 kg CO<sub>2</sub> fra produksjonen av 803 kWh kraft

## Gass fortrenger kullkraft

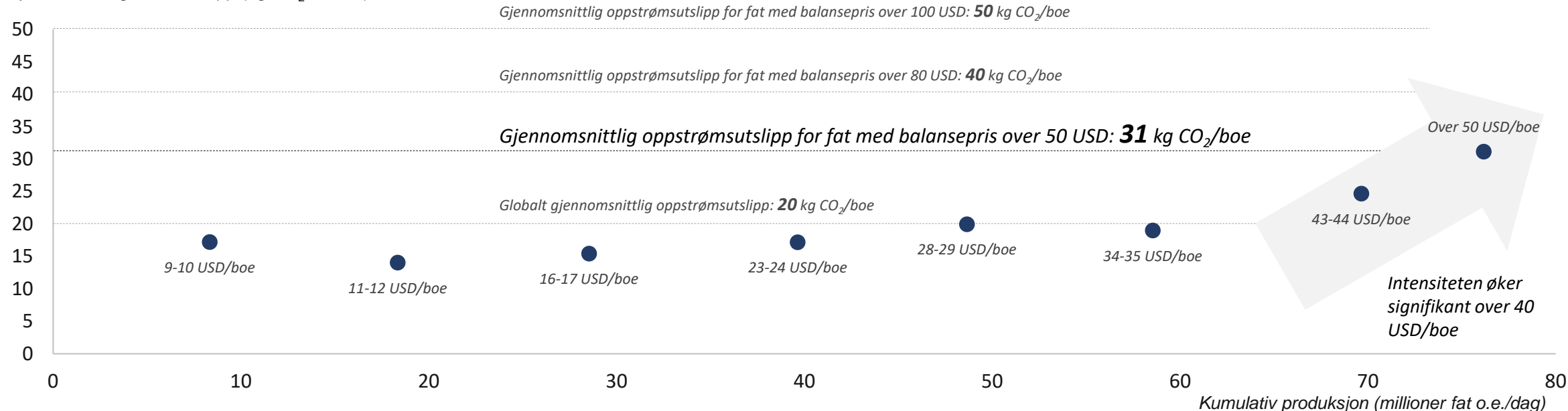


- Ett fat o.e. med naturgass inneholder 1638 kWh energi. I et gasskraftverk med 49% virkningsgrad, vil dette resultere i 803 kWh med elektrisitet.
- Gitt at hver kWh kraft produsert av norsk naturgass fortrenger 0.7 kWh kullkraft og 0.3 kWh fornybar kraft globalt, vil 482 kg CO<sub>2</sub> fortrennes for hvert fat o.e. med gass som tilføres.
- Det er stor usikkerhet rundt hvilke gass- og kullkraftverk som legges til grunn. Rystad Energys base case baserer seg på gjennomsnittsverdiene globalt.
- Dersom man i stedet antar at det er den mest forurensende kullkraften som fortrennes først, vil tallet kunne bli nær dobbelt så høyt.

# Felt med høye balansepriser er i snitt også mer utslippsintensive enn felt med lave balansepriser

## Gjennomsnittlig oppstrøms CO<sub>2</sub>-utslipp i 2030 for forskjellige grupper råoljeproduksjon, sortert etter balansepris

Gjennomsnittlige klimautslipp (kg CO<sub>2</sub>/fat o.e.)



- Diagrammet over viser fordelingen mellom produksjonsvolumer, balansepriser og gjennomsnittlige klimagassutslipp for oppstrøms aktiviteter tilknyttet råoljeproduksjon.
- Gruppene langs x-aksen er summert til nærmeste 10 millioner fat per dag produksjon fra lavest til høyest balansepris. Det betyr at hver gruppe produserer ca. 10 millioner fat per dag, og verdien på y-aksen beskriver CO<sub>2</sub>-utslipp per fat for denne gruppen. Ved balansepriser over ca. 40 USD/fat o.e. øker klimagassutslipp signifikant med balanseprisen.
- I et effektivt marked vil produksjonsøkninger fortrenge tilbydere med høye balansepriser, altså fatene med høyere gjennomsnittlig oppstrømsutslipp. Følgelig er det rimelig å forvente at økt norsk produksjon vil fortrenge fat med høyere utslippsintensitet enn det globale snittet, og derfor benyttes oppstrømsutslippene til fat med balansepris over 50 USD for olje i Steg 3. Disse fatene utgjør 6,5 millioner fat, ca. 9% av årlig global produksjon.



# Flere studier om etterspørselastisitet er ikke relevante eller representative og dermed ekskludert

Kategori	Inkluderingskriterier for olje	Inkluderingskriterier for gass	Eksempel på ekskludert studie
Antall artikler inkludert	<b>Minst 10</b> For å dekke det meste av litteraturen	<b>Minst 10</b> For å gi et representativt utvalg av litteraturen	-
Elastisitetsdefinisjon	<b>Langsiktig priselastisitet for råolje</b> Irrelevant med elastisiteter på kort sikt, på inntekt eller andre variabler, samt på energiprodukter som bensin	<b>Langsiktig priselastisitet for gass</b> Irrelevant med elastisiteter på kort sikt, samt på inntekt eller andre variabler	Hughes et al. (2008) er en mye sitert artikkel på elastisitet, men denne ser på bensinpriselastisitet på kort sikt. Begge deler er eksklusjonskriterier
Anerkjennelse	<b>Publisert arbeid</b> Enten i et anerkjent tidsskrift med fagfelleevaluering, eller av en anerkjent organisasjon som IEA eller IMF	<b>Publisert arbeid</b> Enten i et anerkjent tidsskrift med fagfelleevaluering, eller av en anerkjent organisasjon som IEA eller IMF	Fournier et al. (2013) refereres til i flere artikler, men er et working paper og er derfor ekskludert
Publiseringsår	<b>2008 eller nyere</b> For å gi mest mulig oppdaterte estimater	<b>2008 eller nyere</b> For å gi mest mulig oppdaterte estimater	Maddala et al. (1997) er mye referert innenfor gass, men er publisert for mer enn 20 år siden
Type studie	<b>Empirisk studie</b> Ingen relevante metastudier er funnet	<b>Empirisk studie eller metastudie*</b> Noen få relevante metastudier er funnet	-
Tidsepoke undersøkt	<b>Fra 1970</b> Studier med data før 1970 er ekskludert, da disse anses som lite relevante for dagens, og det fremtidige markedet.	<b>Ingen harde krav</b> Studier med nyest mulig datagrunnlag er prioritert	Maddala et al. (1997) er mye referert innenfor gass, men benytter mer enn 30 år gammel data
Geografi undersøkt	<b>Globalt fokus, ikke-oljeeksporterende land</b> Studier om enkeltland** eller regioner dominert av oljeeksporterende nasjoner er ekskludert	<b>Globalt fokus</b> Studier om enkeltland** er ekskludert	Dagher (2011) er mye referert innenfor gass, men studerer kun den amerikanske delstaten Colorado
Sektorer undersøkt	<b>Utelukkende sektoragnostiske studier</b> Sektorspesifikke studier ser sjeldent utelukkende på råolje og er derfor utelatt	<b>Fokus på generell gassetterspørsel</b> Studier om enkeltsektorer som industri, boligsektor eller kraftproduksjon er inkludert unntaksvis	-
Relevans av resultat	<b>Elastisiteten må ha rett fortegn</b> Studier med positiv priselastisitet er utelatt, gitt at resultatene er insignifikante på 10%-nivå	<b>Elastisiteten må ha rett fortegn</b> Studier med positiv priselastisitet er utelatt, gitt at resultatene er insignifikante på 10%-nivå	Sharma et al. (2021) finner økende forbruk av olje ved økende pris for seks asiatiske land, men resultatet er ikke statistisk signifikant på et 10%-nivå

\*En studie som sammenstiller enkeltstudier for å få et helhetlig bilde av forskningen på feltet; \*\*Studier med fokus på USA er likevel inkludert da USA er en vesentlig konsument av olje og gass på globalt nivå

Kilde: Rystad Energy, nevnte forskningsartikler

# Økt oljeproduksjon gir marginal klimaeffekt – økt gassproduksjon gir signifikant positiv klimaeffekt

Beskrivelse av rammeverk og beregninger i hovedscenarioet Gradvis transisjon (etterspørselsscenarioer og kraftmiks fra IEA APS)				
 <b>Olje</b>	Gradvis transisjon beregner markedsresponsen ved å øke norsk produksjon tilsvarende ett fat olje til 10%, og finner en marginal klimaeffekt på -26 kg CO <sub>2</sub> e/fat o.e.			
	Steg 1	Steg 1 beskriver forbrenningseffekten av at det konsumeres 10% mer olje. Utslippene øker med 10% av forbrenningsfaktoren for olje.	419 kg CO <sub>2</sub> /fat o.e. * (10%) =	<b>+42</b> kg CO <sub>2</sub> /fat o.e.
	Steg 2	Steg 2 beskriver substitusjonseffekten i personbilmarkedet. Bensinbilbruk foretrekker elbilbruk marginalt.	162 kg CO <sub>2</sub> /fat o.e. * (-10%) =	<b>-16</b> kg CO <sub>2</sub> /fat o.e.
	Steg 3	Steg 3 beskriver effekten på opp- og midtstrømsutslipp ved å legge til ett fat norsk olje og foretrekke 0.90 fat fra andre tilbydere	22 kg CO <sub>2</sub> e/fat o.e. - 82 kg CO <sub>2</sub> e/fat o.e. * (90%) =	<b>-52</b> kg CO <sub>2</sub> e/fat o.e.
	Sum olje	Summert beskriver steg 1 til 3 effektene ved å øke norsk produksjon med ett fat olje. Økt norsk oljeproduksjon reduserer globale klimautslipp marginalt med 26 kg CO <sub>2</sub> e/fat o.e.		<b>-26</b> kg CO <sub>2</sub> e/fat o.e.
 <b>Gass</b>	Gradvis transisjon beregner markedsresponsen ved å øke norsk produksjon tilsvarende ett fat o.e. gass til 23%, og finner en signifikant klimaeffekt på -123 kg CO <sub>2</sub> e/fat o.e.			
	Steg 1	Steg 1 beskriver forbrenningseffekten av at det konsumeres 23% mer gass. Utslippene øker med 23% av forbrenningsfaktoren for gass.	293 kg CO <sub>2</sub> /fat o.e. * (23%) =	<b>+68</b> kg CO <sub>2</sub> /fat o.e.
	Steg 2	Steg 2 beskriver substitusjonseffekten i strømmarkedet. Gasskraft foretrekker primært kullkraft (70%) og noe fornybar energi (30%).	482 kg CO <sub>2</sub> /fat o.e. * (-23%) =	<b>-111</b> kg CO <sub>2</sub> /fat o.e.
	Steg 3	Steg 3 beskriver effekten på opp- og midtstrømsutslipp ved å legge til ett fat o.e. norsk gass og foretrekke 0.77 fat fra andre tilbydere	3 kg CO <sub>2</sub> e/fat o.e. - 108 kg CO <sub>2</sub> e/fat o.e. * (77%) =	<b>-80</b> kg CO <sub>2</sub> e/fat o.e.
	Sum gass	Summert beskriver steg 1 til 3 effektene ved å øke norsk produksjon med ett fat o.e. gass. Økt norsk gassproduksjon reduserer globale klimautslipp signifikant med 123 kg CO <sub>2</sub> e/fat o.e.		<b>-123</b> kg CO <sub>2</sub> e/fat o.e.
<b>Sum total</b>		Dersom det antas at fremtidig norsk produksjon øker med like mye olje (50%) som gass (50%), fører dette til en utslippsreduksjon på 75 kg CO <sub>2</sub> /fat o.e.		<b>-75</b> kg CO <sub>2</sub> e/fat o.e.

Kilde: Rystad Energy

*Hovedscenario: Gradvis transisjon (IEA APS)*



Positive verdier er økte utslipp

Negative verdier er reduserte utslipp

Appendiks: Gradvis transisjon resultater



# Ved tregere transisjon øker positiv klimaeffekt ved økt gassproduksjon noe, mens oljeeffekten minker

Beskrivelse av rammeverk og beregninger i det alternative scenarioet Tregere transisjon (etterspørselsscenarioer og kraftmiks fra IEA STEPS)				
 <b>Olje</b>	Tregere transisjon beregner markedsresponsen ved å øke norsk produksjon tilsvarende ett fat olje til 18%, og finner en marginal klimaeffekt på -12 kg CO <sub>2</sub> e/fat o.e.			
	Steg 1	Steg 1 beskriver forbrenningseffekten av at det konsumeres 18% mer olje. Utslippene øker med 18% av forbrenningsfaktoren for olje. Markedsresponsen øker sammenlignet med hovedscenarioet som følge av høyere oljeetterspørsel og redusert tilbudselasticitet.	419 kg CO <sub>2</sub> /fat o.e. * (18%) =	<b>+75</b> kg CO <sub>2</sub> /fat o.e.
	Steg 2	Steg 2 beskriver substitusjonseffekten i personbilmarkedet. Bensinbilbruk fortrenger elbilbruk marginalt. Fortrengt intensitet øker sammenlignet med hovedscenarioet som følge av mer utslippintensiv global strømmiks i STEPS sammenlignet med APS.	189 kg CO <sub>2</sub> /fat o.e. * (-18%) =	<b>-34</b> kg CO <sub>2</sub> /fat o.e.
	Steg 3	Steg 3 beskriver effekten på opp- og midtstrømsutslipp ved å legge til ett fat norsk olje og fortrenge 0.82 fat fra andre tilbydere. Høyere metanintensitet driver utenlandsk intensitet opp, samtidig som høyere markedsrespons gjør steget mindre viktig.	22 kg CO <sub>2</sub> e/fat o.e. - 92 kg CO <sub>2</sub> e/fat o.e. * (82%) =	<b>-53</b> kg CO <sub>2</sub> e/fat o.e.
	Sum olje	Summert beskriver steg 1 til 3 effektene ved å øke norsk produksjon med ett fat olje. Økt norsk oljeproduksjon reduserer globale klimautslipp marginalt med 26 kg CO <sub>2</sub> e/fat o.e.		<b>-12</b> kg CO <sub>2</sub> e/fat o.e.
 <b>Gass</b>	Tregere transisjon beregner markedsresponsen ved å øke norsk produksjon tilsvarende ett fat o.e. gass til 23%, og finner en signifikant klimaeffekt på -132 kg CO <sub>2</sub> e/fat o.e.			
	Steg 1	Steg 1 beskriver forbrenningseffekten av at det konsumeres 23% mer gass. Utslippene øker med 23% av forbrenningsfaktoren for gass. Steget holdes uendret for gass sammenlignet med hovedscenarioet.	293 kg CO <sub>2</sub> /fat o.e. * (23%) =	<b>+68</b> kg CO <sub>2</sub> /fat o.e.
	Steg 2	Steg 2 beskriver substitusjonseffekten i strømmarkedet. Gasskraft fortrenger primært kullkraft (70%) og noe fornybar energi (30%). Steget holdes uendret for gass sammenlignet med hovedscenarioet.	482 kg CO <sub>2</sub> /fat o.e. * (-23%) =	<b>-111</b> kg CO <sub>2</sub> /fat o.e.
	Steg 3	Steg 3 beskriver effekten på opp- og midtstrømsutslipp ved å legge til ett fat o.e. norsk gass og fortrenge 0.77 fat fra andre tilbydere. Høyere metanintensitet driver utenlandsk intensitet opp slik at effekten i steget øker marginalt sammenlignet med hovedscenarioet.	3 kg CO <sub>2</sub> e/fat o.e. - 120 kg CO <sub>2</sub> e/fat o.e. * (77%) =	<b>-89</b> kg CO <sub>2</sub> e/fat o.e.
	Sum gass	Summert beskriver steg 1 til 3 effektene ved å øke norsk produksjon med ett fat o.e. gass. Økt norsk gassproduksjon reduserer globale klimautslipp signifikant med 132 kg CO <sub>2</sub> e/fat o.e.		<b>-132</b> kg CO <sub>2</sub> e/fat o.e.
<b>Sum total</b>	Dersom det antas at fremtidig norsk produksjon øker med like mye olje (50%) som gass (50%), fører dette til en utslippsreduksjon på 72 kg CO <sub>2</sub> /fat o.e.			<b>-72</b> kg CO <sub>2</sub> e/fat o.e.

Kilde: Rystad Energy



*Alternativt scenario: Tregere transisjon (IEA STEPS)*

Positive verdier er økte utslipp

Negative verdier er reduserte utslipp

Appendiks: Tregere transisjon resultater

# Ved raskere transisjon øker positiv klimaeffekt ved økt oljeproduksjon noe, mens gasseffekten minker

Beskrivelse av rammeverk og beregninger i det <b>alternative scenarioet Raskere transisjon</b> (etterspørselsscenarioer og kraftmiks fra IEA NZE)				
 <b>Olje</b>	Raskere transisjon beregner markedsresponsen ved å øke norsk produksjon tilsvarende ett fat olje til 0%, og finner en marginal klimaeffekt på -35 kg CO <sub>2</sub> e/fat o.e.			
	Steg 1	Steg 1 beskriver forbrenningseffekten av at det konsumeres mer olje. I dette scenarioet forventes det imidlertid ingen markedsrespons, og følgelig er effekten av steg 1 lik null.	419 kg CO <sub>2</sub> /fat o.e. * (0%) =	0 kg CO <sub>2</sub> /fat o.e.
	Steg 2	Steg 2 beskriver substitusjonseffekten i personbilmarkedet. I dette scenarioet forventes det ingen markedsrespons i steg 1, og dermed er det heller ingen substitusjonseffekt i steg 2.	104 kg CO <sub>2</sub> /fat o.e. * (0%) =	0 kg CO <sub>2</sub> /fat o.e.
	Steg 3	Steg 3 beskriver effekten på opp- og midtstrømsutslipp ved å legge til ett fat norsk olje og fortrenge ett fat fra andre tilbydere. Fraværet av markedsrespons gjør steget definerende for hele effekten. Det forutsettes både lavere utenlandske CO <sub>2</sub> - og metanutslipp.	22 kg CO <sub>2</sub> e/fat o.e. - 57 kg CO <sub>2</sub> e/fat o.e. * (100%) =	<b>-35</b> kg CO <sub>2</sub> e/fat o.e.
	Sum olje	Summert beskriver steg 1 til 3 effektene ved å øke norsk produksjon med ett fat olje. Økt norsk oljeproduksjon reduserer globale klimautslipp marginalt med 35 kg CO <sub>2</sub> e/fat o.e.		<b>-35</b> kg CO <sub>2</sub> e/fat o.e.
 <b>Gass</b>	Raskere transisjon beregner markedsresponsen ved å øke norsk produksjon tilsvarende ett fat o.e. gass til 0%, og finner en signifikant klimaeffekt på -97 kg CO <sub>2</sub> e/fat o.e.			
	Steg 1	Steg 1 beskriver forbrenningseffekten av at det konsumeres mer gass. I dette scenarioet forventes det imidlertid ingen markedsrespons, og følgelig er effekten av steg 1 lik null.	293 kg CO <sub>2</sub> /fat o.e. * (0%) =	0 kg CO <sub>2</sub> /fat o.e.
	Steg 2	Steg 2 beskriver substitusjonseffekten i strømmarkedet. I dette scenarioet forventes det ingen markedsrespons i steg 1, og dermed er det heller ingen substitusjonseffekt i steg 2.	482 kg CO <sub>2</sub> /fat o.e. * (-23%) =	0 kg CO <sub>2</sub> /fat o.e.
	Steg 3	Steg 3 beskriver effekten på opp- og midtstrømsutslipp ved å legge til ett fat o.e. norsk gass og fortrenge ett fat fra andre tilbydere. Fraværet av markedsrespons gjør steget definerende for hele effekten. Det forutsettes både lavere utenlandske CO <sub>2</sub> - og metanutslipp.	3 kg CO <sub>2</sub> e/fat o.e. - 100 kg CO <sub>2</sub> e/fat o.e. * (100%) =	<b>-97</b> kg CO <sub>2</sub> e/fat o.e.
	Sum gass	Summert beskriver steg 1 til 3 effektene ved å øke norsk produksjon med ett fat o.e. gass. Økt norsk gassproduksjon reduserer globale klimautslipp signifikant med 132 kg CO <sub>2</sub> e/fat o.e.		<b>-97</b> kg CO <sub>2</sub> e/fat o.e.
<b>Sum total</b>	Dersom det antas at fremtidig norsk produksjon øker med like mye olje (50%) som gass (50%), fører dette til en utslippsreduksjon på 66 kg CO <sub>2</sub> /fat o.e.			<b>-66</b> kg CO <sub>2</sub> e/fat o.e.

Kilde: Rystad Energy

*Alternativt scenario: Raskere transisjon (IEA NZE)*

Positive verdier er økte utslipp

Negative verdier er reduserte utslipp

Appendiks: Raskere transisjon resultater

# Disclaimer

This presentation has been prepared by Rystad Energy (the “Company”). All materials, content and forms contained in this report are the intellectual property of the Company and may not be copied, reproduced, distributed or displayed without the Company’s permission to do so. The information contained in this document is based on the Company’s global energy databases and tools, public information, industry reports, and other general research and knowledge held by the Company. The Company does not warrant, either expressly or implied, the accuracy, completeness or timeliness of the information contained in this report. The document is subject to revisions. The Company disclaims any responsibility for content error. The Company is not responsible for any actions taken by the “Recipient” or any third-party based on information contained in this document.

This presentation may contain “forward-looking information”, including “future oriented financial information” and “financial outlook”, under applicable securities laws (collectively referred to herein as forward-looking statements). Forward-looking statements include, but are not limited to, (i) projected financial performance of the Recipient or other organizations; (ii) the expected development of the Recipient’s or other organizations’ business, projects and joint ventures; (iii) execution of the Recipient’s or other organizations’ vision and growth strategy, including future M&A activity and global growth; (iv) sources and availability of third-party financing for the Recipient’s or other organizations’ projects; (v) completion of the Recipient’s or other organizations’ projects that are currently underway, under development or otherwise under consideration; (vi) renewal of the Recipient’s or other organizations’ current customer, supplier and other material agreements; and (vii) future liquidity, working capital, and capital requirements. Forward-looking statements are provided to allow stakeholders the opportunity to understand the Company’s beliefs and opinions in respect of the future so that they may use such beliefs and opinions as a factor in their assessment, e.g. when evaluating an investment.

These statements are not guarantees of future performance and undue reliance should not be placed on them. Such forward-looking statements necessarily involve known and unknown risks and uncertainties, which may cause actual performance and financial results in future periods to differ materially from any projections of future performance or result expressed or implied by such forward-looking statements. All forward-looking statements are subject to a number of uncertainties, risks and other sources of influence, many of which are outside the control of the Company and cannot be predicted with any degree of accuracy. In light of the significant uncertainties inherent in such forward-looking statements made in this presentation, the inclusion of such statements should not be regarded as a representation by the Company or any other person that the forward-looking statements will be achieved.

The Company undertakes no obligation to update forward-looking statements if circumstances change, except as required by applicable securities laws. The reader is cautioned not to place undue reliance on forward-looking statements.

Under no circumstances shall the Company, or its affiliates, be liable for any indirect, incidental, consequential, special or exemplary damages arising out of or in connection with access to the information contained in this presentation, whether or not the damages were foreseeable and whether or not the Company was advised of the possibility of such damages.

© Rystad Energy. All Rights Reserved.



**Rystad**Energy

## Navigating the future of **energy**

Rystad Energy is an independent energy consulting services and business intelligence data firm offering global databases, strategic advisory and research products for energy companies and suppliers, investors, investment banks, organizations, and governments.

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](mailto:support@rystadenergy.com)

© Copyright. All rights reserved.