



WWF Verdens Naturfond

FRAMTIDEN TIL NORSK GASS

August 2021

Guro Lystad, Fredrik Nordbø og Ragnhild Elisabeth Waagaard

WWF Verdens naturfond

WWF-Norge: +47 22 03 65 00

Grafisk design: Lene Jensen WWF Verdens naturfond

Forsidefoto: © Elmer Laahne / Shutterstock

Publisert 2021 av WWF Verdens naturfond, Oslo, Norge

All reproduksjon av teksten, i sin helhet eller delvis, må referere til rapportens tittel og til WWF, som har copyright på innholdet. © Tekst 2021 WWF. Alle rettigheter forbeholdt.

WWF er verdens største uavhengige miljøvernorganisasjon med aktivt nettverk i mer enn 100 land. Med nær fem millioner støttespillere gjør WWF et viktig arbeid for verdens natur, miljø og klima. I Norge jobber WWF for å beskytte og bevare naturverdier og biologisk mangfold på land, i ferskvann og i hav- og kystområder. I tillegg har WWF-Norge 22 utviklingsprosjekter i Afrika, Sentral-Asia og Øst-Europa, og arbeider for å forbedre norsk miljøpolitikk og lovverk.

FORORD

- Det er kode rød for menneskeheten. Denne rapporten må bli dødsstøtet for kull og fossile energikilder, før de ødelegger planeten vår, sa FNs generalsekretær António Guterres da FNs klimapanel la fram sin sjette synteserapport om klima 9. august 2021. Litt tidligere på året hørte vi Fatih Birol, lederen i det internasjonale energibyrået (IEA), si at dersom vi skal ha en sjanse til å unngå mer enn 1,5 grader global oppvarming, så må vi slutte å lete etter mer olje, kull og gass.

Det første halvåret i 2021 har gitt oss mange frampek på hva vi vil se mer av i tiden framover på grunn av klimaendringer, blant annet i form av ekstremvær som langvarig tørke, hetebølger, enorme mengder nedbør, og store skogbranner.



Birol og Guterres er krystallklare på at klimakrisen henger sammen med utvinning av fossil energi. Forbrenningen av kull, olje og gass er den største kilden til utslipp av CO₂ til atmosfæren, og vi må gjøre alt vi kan for å kutte klimautslippene. Hver desimal økning i global oppvarming vil ha enorme konsekvenser for oss og naturen.

For Norge som olje- og gassnasjon er det ekstra viktig å lytte godt til dette budskapet. Vi investerer fortsatt mye i produkter som verden nå prøver å komme seg bort fra. Vi er Norges sjuende største eksportør av CO₂ utslipp, men foreløpig har ikke våre største politiske partier planer om å endre retningen for olje- og energipolitikken. Tvert imot, vi legger mye prestisje og midler for å kunne utvinne stadig mer av olje- og gassressursene på norsk sokkel. De viktigste beslutningstakerne ser ikke ut til å ta innover seg at vi MÅ agere på klimautfordringen, og at energimarkedet kommer til å måtte endre seg. Markedet for norsk olje og gass bli mer usikkert framover.

Historisk sett har Norge tjent godt på olje- og gassressursene fra norsk sokkel. Dette skyldes blant annet oljeskatteordningen, der staten tar en stor andel av investeringskostnaden, men også en stor del av inntektene. Med de siste oljeskatteendringene som kom i forbindelse med koronakrisepakken i 2020, tar staten en enda større andel av klimarisikoen, en risiko som øker med behovet for å agere på klimaendringene. Ved å satse på en videreutvikling av norsk sokkel vedder politikerne imot at vi når klimamålene og gambler med skattebetalernes penger. Vi trenger at politikerne kommer på banen og setter retning, og ikke overlater klimarisikovurderingen til oljeselskapene slik regjeringen har foreslått i Energimeldingen (Meld. St. 36 (2020-2021)).

I denne rapporten har WWF sett på den økonomiske risikoen som ligger i norsk gasseksport. Vi har brukt data fra Rystad Energy for å beregne hvordan en lavere gassetterspørsel kan føre til store tap for staten både fra gassfelt og infrastruktur.

Både klimaet, naturen og økonomien vil tape på å tviholde på fortsatt full fart i norsk olje- og gassutvinning. Vi håper at denne rapporten kan bidra til en diskusjon om konsekvensene av dagens satsing på norsk gassutvinning. Det fortjener både vi og naturen.



Karoline Andaur

Generalsekretær WWF Verdens Naturfond

INNHOILDSFORTEGNELSE

FORORD	3
ORDLISTE.....	6
SAMMENDRAG.....	7
BAKGRUNN	9
Klimaavtrykket til gass	9
Gassressurser på norsk sokkel.....	10
Norsk gasseksport.....	11
Norsk gassproduksjon fram mot 2050.....	13
KLIMARISIKO FOR NORSK GASS.....	16
Konsekvensene av en strammere klimapolitikk i EU og Storbritannia	16
Hvis prisene faller	18
Konsekvensene for norske skatteinntekter ved lavere gasspriser	19
INVESTERINGER MED HØY KLIMARISIKO	22
Aasta Hansteen	22
Hasselmus	23
Klimarisiko i Barentshavet	25
Risikable investeringer i ny infrastruktur	25
ER HYDROGEN REDNINGEN?.....	29
OPPSUMMERING.....	32
KILDER	33

ORDLISTE

Balansepris	Pris et petroleumsfelt må få for sine produkter for å dekke produksjonsomkostningene og en rimelig forrentning av kapitalen.
Betingede reserver	Utvinnbare ressurser uten en beslutning om utbygging
Eksisterende reserver	Felt som enten er i drift eller der det er tatt en beslutning om utbygging
IEA Net Zero Scenario (NZE)	Det Internasjonale Energibyråets veikart (2021) for den sannsynlige utviklingen av verdens energimarkeder gitt at vi skal holde oss innenfor 1,5 grader global oppvarming
Investeringsfradrag	Fradrag for investerte midler som trekkes fra skatten til investor - i dagens ordning har petroleumssektoren rett til full avskrivning
Iskantsonen	Området der åpent hav møter den arktiske havisen. Området har sårbart dyreliv
Karbonpris (EU)	Prisen for en utslippskvote i EUs kvotesystem EU ETS
Klimarisiko	Risiko knyttet til hvordan fysiske konsekvenser av klimaendringer og omstillingen vil påvirke natur, økonomi og samfunn
LNG	Flytende nedkjølt gass
MMBtu	Metric million british thermal unit, britisk konverteringsfaktor for gass. 1 MMBtu er 28 Sm ³ gass
Netto null utslipp	Opptak og utslipp av klimagasser utligner hverandre, slik at utslippene totalt sett er null.
Nåverdi	Dagens verdi av fremtidige kontantstrømmer som reflekterer evt tap fra rente og inflasjon
Prosesseringskapasitet	Anlegg som mottar og prosesserer naturgass til ferdige produkter
Rystad Energy base case scenario	Rystad Energys anslag for den sannsynlige utviklingen til energimarkeder gitt dagens politikk
Selskapsskatt	Skatt på alminnelig næringsvirksomhet i Norge, ligger på 22%
Sm ³	Standard kubikkmeter gass
Sm ³ o.e.	Standard kubikkmeter oljeekvivalenter
Svingprodusent	Aktør som tilpasser produksjon etter markedsetterspørsel
Særskatt	Særskatten er en egen skatt som innføres utover normal skatteplikt - for oljeselskap ligger denne på 56%, og reflekterer den høye verdien av fossile ressurser som et felles gode som tildeles private aktører gjennom konsesjoner. Kalles også ofte "grunnrentebeskatning".
Tørrgass	Petroleum som er i gassform ved normalt trykk og temperatur
Umodne områder	Nye konsesjonsåpninger på norsk sokkel som tidligere ikke har vært gjenstand for aktivitet som utgjør de nummererte konsesjonsrundene
Uoppdagede ressurser	Estimerte anslag for ukjente olje- og gassressurser (1000 Sm ³ gass = 1 Sm ³ o.e)

SAMMENDRAG

Denne rapporten ser på klimarisikoen norsk gass står overfor, dersom EU og verden når klimamålene. Norge er verdens tredje største eksportør av gass og 98 prosent av gasseksporten går til EU og Storbritannia. Disse landene har imidlertid satt seg ambisiøse klimamål både for 2030 og 2050, noe som innebærer at etterspørselen etter gass vil reduseres.

I denne rapporten finner vi at dersom EU og Storbritannia lykkes med klimapolitikken, vil deres etterspørsel etter gass falle raskere enn den forventede gassproduksjonen fra norsk sokkel. Et overskudd av gass på markedet vil føre til lavere gasspriser som kan føre til at mange norske gassfelt blir ulønnsomme. Vi ser blant annet på feltet Aasta Hansteen som kan ende opp med å koste staten nesten like mye skatte kroner som det nye regjeringsskvarteret. Med det midlertidige petroleumsskatteregimet som ble innført i 2020, tar staten en enda større del av kostnadene og risikoen enn tidligere. For gassfeltet Hasselmus innebærer dette en ekstra overføring på 179 mill. kroner til eierne OKEA, Petoro og Neptune Energy på bekostning av staten.

Oljedirektoratet anslår at det meste av de uoppdagede gassressursene befinner seg i Barentshavet sør, men skuffende leterresultater har gjort at interessen for leting har sunket betraktelig blant selskapene de siste årene. Det er heller ingen mulighet for å eksportere og prosessere mer gass fra Barentshavet ettersom kapasiteten på Melkøya er full. Vi finner at det er en betydelig risiko knyttet til å bygge ut mer prosesseringskapasitet i Barentshavet.

Mange i oljenæringen har tro på at det å konvertere gass til hydrogen med karbonfangst og lagring, såkalt blått hydrogen vil være redningen for norsk petroleumsindustri. Vi mener at dette ikke vil være tilfellet, ettersom IEA viser at økt etterspørsel etter blått hydrogen ikke vil være nok til å motvirke et betydelig fall i etterspørsel etter gass. Prisene vil derfor uansett holde seg lave og sørge for at mange gassfelt på norsk sokkel uansett vil være ulønnsomme å bygge ut.

Våre funn indikerer at det er en betydelig klimarisiko knyttet til gassutvinning på norsk sokkel. Det er stor usikkerhet om felt som ikke allerede er bygget ut noen gang vil bli lønnsomme. Det er staten, ikke oljeselskapene som vil ta den største kostnaden dersom etterspørselen og gassprisen faller. Politikerne kan ikke overlate til selskapene selv å vurdere investeringsrisikoen på norsk sokkel, men må ta grep for å begrense statens klimarisiko. Dette innebærer å fjerne særfradragene i oljeskatteregimet, stanse tildelingen av nye lisenser og avslutte all leting på norsk sokkel. Det bør også innføres en omstillingsavgift på all olje og gass som produseres som kan benyttes til å starte omstillingen vekk fra olje og gass og over til et nullutslippssamfunn.

BAKGRUNN



BAKGRUNN

Klimaavtrykket til gass

I august 2021 kom den sjette synteserapporten om klima fra FNs klimapanel, og den slår fast at klimaendringene kommer raskere, blir mer intense og rykker nærmere om vi ikke handler nå. Rapporten slår fast at vinduet for å begrense global oppvarming til 1,5 grader over førindustrielt nivå, lukker seg raskt. Vi bruker opp karbonbudsjettet. Hvis vi fortsetter på samme utslippstrend som vi gjør nå, står vi i fare for å bikke fire (anslaget er 4,4-5,7) graders global oppvarming allerede i dette århundret¹. Det er et scenario vi må unngå for enhver pris. Verden som vi kjenner i dag vil være ugjenkjennelig, og mange steder vil bli ubeboelige.

Derfor må utslippene umiddelbart reduseres i tråd med det gjenværende klimabudsjettet som gir oss håp om å på sikt stabilisere oss på maksimalt 1,5 graders global oppvarming i forhold til førindustriell tid (1850).

Vi har en lang vei å gå. Siden 1960 har utslippene økt jevnt og trutt, og selv om vi har fått en utslippsnedgang i 2020 på grunn av koronanedstegningen, antas det at økningen vil fortsette i 2021. I 2019 var de globale fossile CO₂- utslippene 37,1 gigatonn CO₂, hvorav olje utgjorde 34 prosent, gass 20 prosent og kull 40 prosent av disse utslippene². Utslipp fra gass har hatt den største økningen siste tiåret.

Gass brukes direkte som oppvarmingskilde eller omformes til elektrisitet, og kan erstatte kull eller fornybar energi i energisystemet. Hvis gass erstatter/står i veien for utbygging av fornybar energi, er dette et svært negativt regnestykke for klimaet. Hvis gassen erstatter kull, er bildet litt mer sammensatt.

Sammenligner man prosessen fra produksjon til forbrenning av henholdsvis naturgass og kull, har naturgass 33 prosent lavere utslipp enn kull når det benyttes i industriproduksjon eller til oppvarming i bygg. I selve kraftproduksjonen er utslippene omtrent 50 prosent lavere for gass, sammenlignet med kull for hver enhet strømproduksjon (kWh). Naturgass som leveres som rørgass har lavere utslipp enn LNG (flytende nedkjølt gass), siden LNG krever energi til konvertering og rekonvertering av gassen, samt til transport på skipene.

I tillegg til utslippene fra forbrenning må vi regne med utslippene som kommer med lekkasjer. Naturgass er i hovedsak metan, som ofte ligger under trykk eller som fraktes i infrastruktur. Det er derfor stor risiko for gasslekkasjer til atmosfæren på ulike steder på vei mot sluttbruker av gassen. Forskere er enige om at mellom 3,6 prosent og 5,4 prosent av gassen forsvinner til atmosfæren i et livsyklusløp³.

FNs klimapanel har justert estimatene for hvor stort klimaoppvarmingspotensial som ligger i metan. Vurderinger viser at metan er en gass som har 86 ganger større klimaavtrykk enn CO₂ i en 20-årsperiode, og 34 ganger større i et 100 årsperspektiv⁴.

Konsekvensene av disse funnene, er at metanutslipp i CO₂-ekvivalenter er 60-110 prosent høyere enn opprinnelig estimert⁵. Metanutslippene gjør at det ikke er helt åpenbart at gass er et bedre alternativ enn kull.

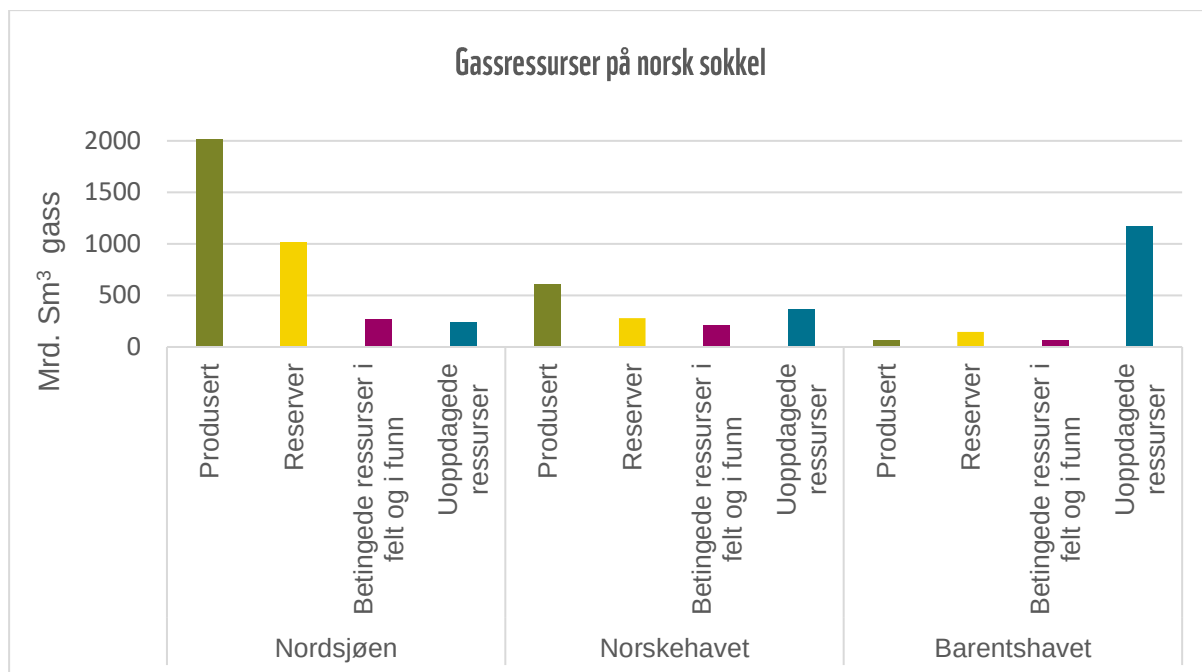
Gassressurser på norsk sokkel

Ifølge Oljedirektoratets ressursrapport fra 2020 er 48 prosent av de totale ressursene på norsk sokkel solgt og levert. Av de gjenværende ressursene befinner 18 prosent seg i eksisterende reserver, det vil si fra felt som enten er i drift eller der det er tatt en beslutning om utbygning. Ni prosent av ressursene er betingede, altså utvinnbare ressurser uten en beslutning om utbygging, hvorav fire prosent befinner seg i eksisterende felt, og fem prosent i funn. Videre anslår Oljedirektoratet at 25 prosent av oljen og gassen på norsk sokkel ikke er funnet ennå. Det er imidlertid viktig å merke seg at 40 prosent av de uoppdagede ressursene befinner seg i områder som ikke er godkjent for olje- og gassvirksomhet. Dette gjelder Lofoten, Senja og Vesterålen, Jan Mayen og Barentshavet nord. Det reelle anslaget for hvor mye ressurser det kan være aktuelt utvinne er derfor mye lavere. I tillegg er det stor usikkerhet i anslagene. For eksempel antas det at de ukjente olje- og gassressursene i Barentshavet sør vil ligge et sted mellom 385 og 2395 millioner standard kubikkmeter oljeekvivalenter (Sm³o.e.)⁶.

Figur 1 under viser en oversikt over de antatte gassressursene på norsk sokkel. Den viser at det meste av gassressursene i Nordsjøen og Norskehavet allerede er produsert og levert. I Nordsjøen er det imidlertid en god del gass igjen i reserver, hovedsakelig i Trollfeltet⁷.

Det mest umodne området på norsk sokkel er Barentshavet. Oljedirektoratet anslår at 66 prosent av de gjenværende uoppdagede gassressursene antas å være i Barentshavet, men 29 prosent av ressursene befinner seg i Barentshavet nord, et område som i stor grad befinner seg lenger nord enn iskantsonen. Iskantsonen er området der åpent hav møter den arktiske havisen. Området er et av de marine områdene i verden som er mest truet av klimaendringer. Og det yrende dyre- og plantelivet her er spesielt sårbart overfor olje- og gassvirksomhet. I 2020 anbefalte regjeringen å legge iskantsonen langt lenger nord enn forskernes anbefalinger for å åpne for mer olje- og gassvirksomhet. Selv denne politiske definisjonen av iskantsonen sørger for at Barentshavet nord er uaktuelt for olje- og gassvirksomhet på nåværende tidspunktet⁸.

Selv om Oljedirektoratet mener at det finnes betydelige petroleumsressurser i Barentshavet sør, har ikke leteresultatene bekreftet dette bildet så langt. Tomme letebrønner og manglende infrastruktur har gjort at mange selskaper har gitt opp håpet om Barentshavet. Dette gjenspeiles i konsesjonsrundene. I 2021 var det bare syv selskaper som søkte om konsesjoner i Barentshavet, mens det i 2015 var 26 selskaper som søkte⁹.

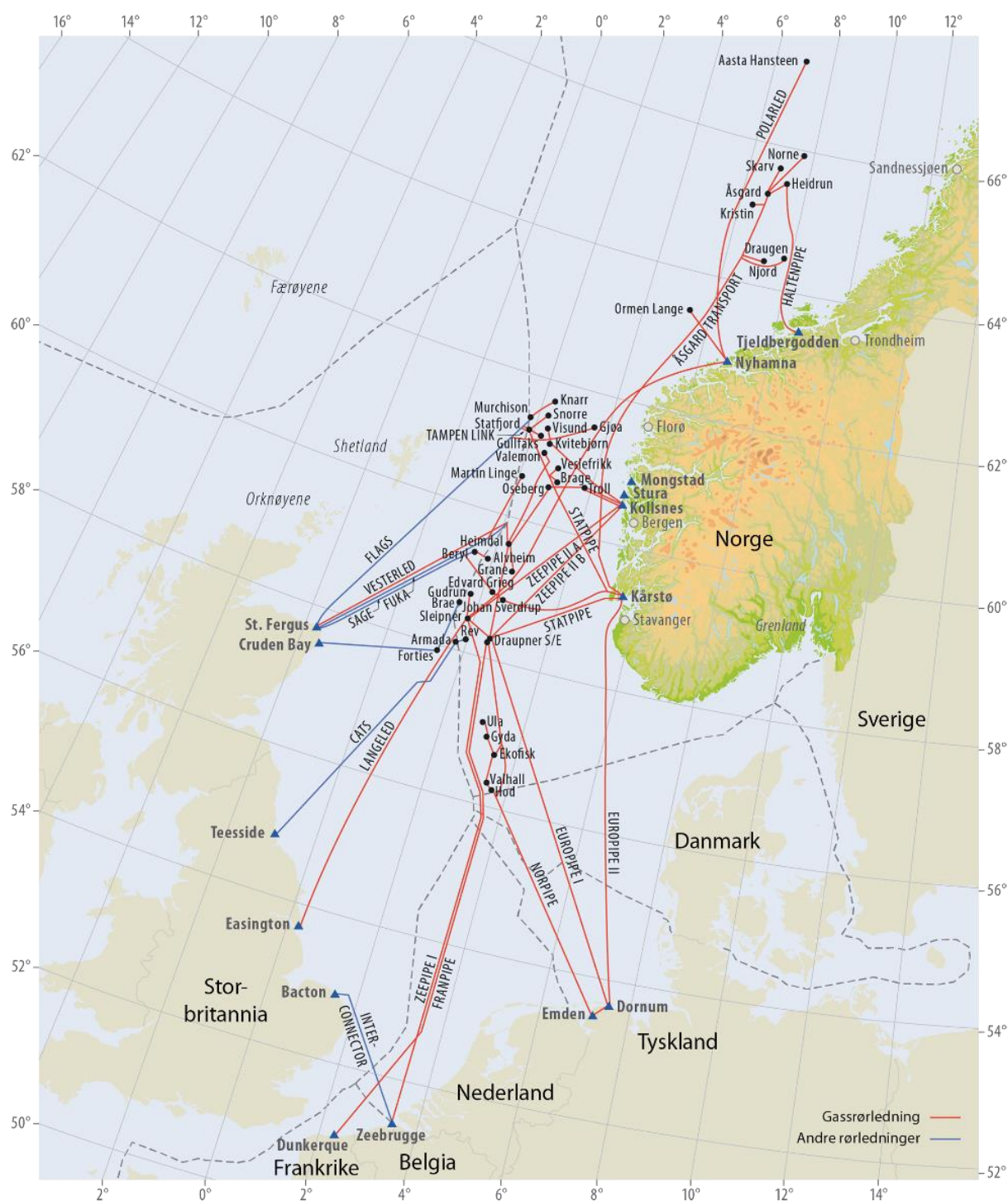


Figur 1: Oversikt over gassressursene på norsk sokkel fordelt på ressurskategori og område. Kilde: Ressursregnskap 31.12.2020, Oljedirektoratet.

Norsk gasseksport

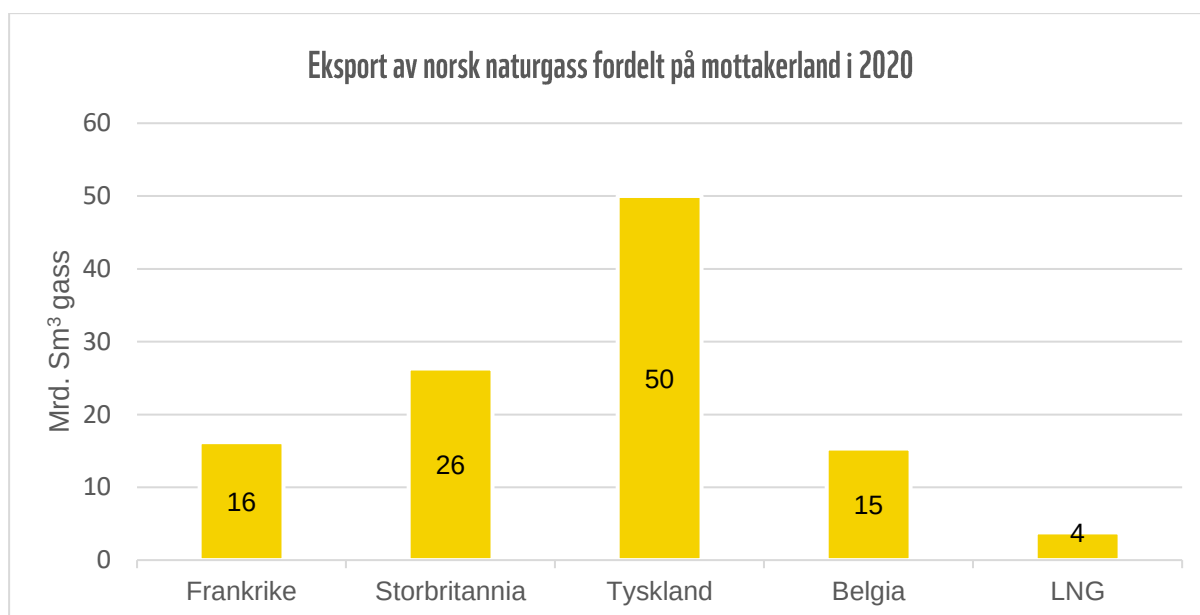
Norge var verdens tredje største gasseksportør etter Russland og Qatar i 2019, og vi bruker i motsetning til mange andre land lite av gassen vi produserer selv. I 2020 eksporterte Norge 112 milliarder Sm³ (standard kubikkmeter) gass til resten av verden¹⁰. Verdien av eksporten var 118 mrd. kroner og utgjorde 35 prosent av de totale eksportinntektene fra petroleumsprodukter på norsk sokkel¹¹. En liten del av gassen (fem prosent) eksporteres som LNG.

Gassen eksporteres fra feltene på sokkelen inn til prosesseringsanlegg på land. Disse landanleggene skiller ut tørrgass som sendes videre i gassrør til Europa. To av rørledningene ender opp i Storbritannia, to i Tyskland, samt en i henholdsvis Belgia og Frankrike (se kart). Det nordligste punktet i rørsystemet er feltet Aasta Hansteen øverst i Norskehavet. Felt i Barentshavet er ikke tilknyttet rørsystemet som kan eksportere gass direkte til Europa. Foreløpig er det bare ett felt i Barentshavet som produserer gass, nemlig Snøhvitfeltet. Denne gassen sendes til et prosesseringsanlegg på Melkøya i Hammerfest der gassen konverteres til LNG. LNG kan sendes med skip over hele verden før den igjen konverteres til gass i mottakerlandet. Kapasiteten på Melkøya er imidlertid full, og det er derfor usikkert hva som skjer med gassressursene i andre felt i Barentshavet som er under produksjon eller utbygging¹².



Figur 2: Kart over transportnettverk for norsk gass. Kilde: norskpetroleum.no

Den største importøren av norsk gass er Tyskland, og Storbritannia er nest størst, se figur 3. I 2020 gikk 75 prosent av gasseksporten til EU, mens EU på sin side får dekket om lag 22 prosent av gassimporten av fra norsk gass.

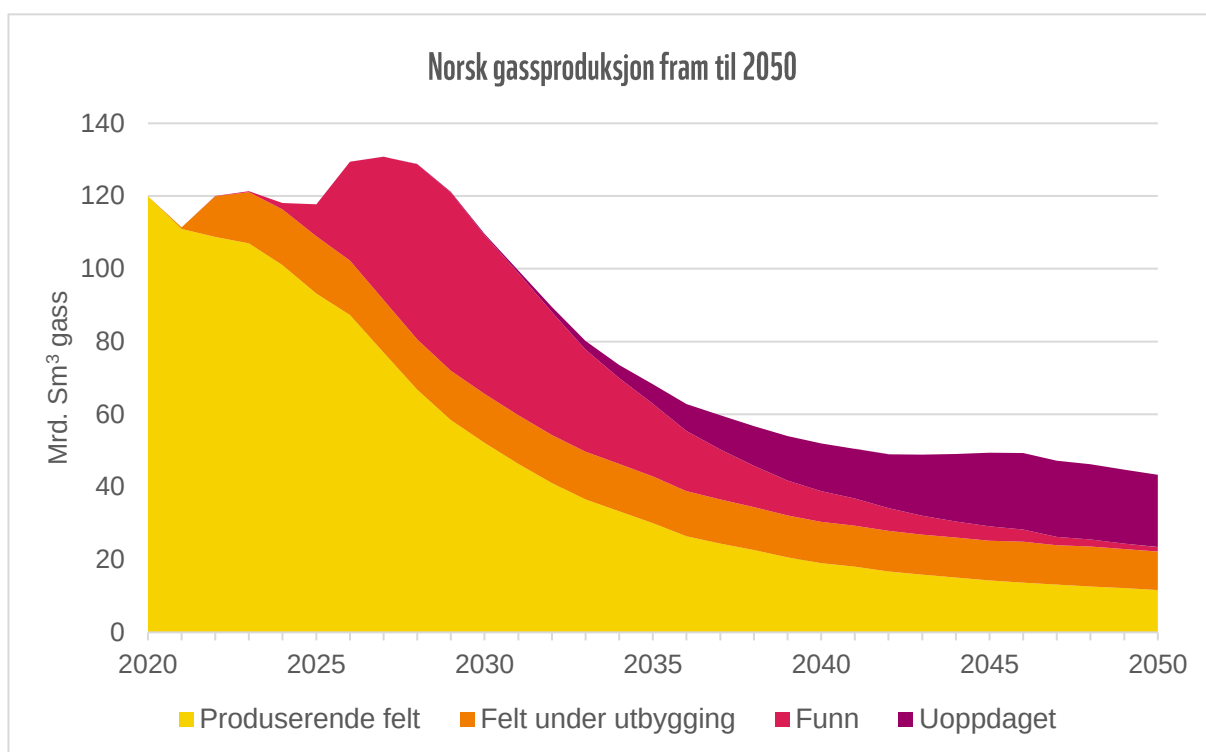


Figur 3: Oversikt over norsk gasseksport fordelt på mottakerland i 2020. Kilde: norskpetroleum.no

Mesteparten av norsk gass selges via langtidskontrakter som er inngått med aktører i mottakerlandene. Prisen er ofte koblet opp mot oljeprisen, slik at hvis oljeprisen faller, faller også gassprisen. Siden gass ikke kan transporteres like enkelt som olje, er det ofte større regionale forskjeller i gassprisen enn i oljeprisen. De største gassmarkedene er Nord-Amerika, Europa og Asia. Det er imidlertid mye som tyder på at gassprisen vil bli mindre koblet til oljeprisen i de kommende årene og at en mindre del av gassen vil selges på langtidskontrakter, men heller direkte i regionale markeder. Dette gjør gassproduksjonen mer sensitiv for svingninger enn tidligere. Ifølge ACER vil 60 prosent av langtidskontraktene utgå innen 2028, det vil da være opp til mottakerlandene om de vil forhandle om nye kontrakter eller velge å heller kjøpe gassen i markedet¹³. De siste årene har EU bygget ut mer kapasitet for å lagre og regassifisere LNG. LNG kan kjøpes fra hele verden, noe som innebærer økt konkurranse for norsk gass.

Norsk gassproduksjon fram mot 2050

Figur 4 viser Rystad Energy sitt anslag for norsk gassproduksjon fram mot 2050 fordelt på ressurskategorier. Det meste av produksjonen vil komme fra eksisterende felt fram mot 2030. I løpet av 2021 vil fase tre av Trollfeltet føre til en oppsving i produksjonen¹⁴ og i 2025 vil det komme ny produksjon som følge av utbyggingen av havbunnskompresjon på Ormen Lange¹⁵. Fra 2035 anslår Rystad Energy at en stadig større del av produksjonen vil komme fra ressurser som ikke er oppdaget ennå. Samtidig fortsetter en del større felt å produsere helt fram til 2070, som for eksempel Trollfeltet. Produksjonsanslagene er basert på Rystad Energy sitt base case scenario som legger opp til at den globale oppvarmingen begrenses til 1,7 grader. I dette scenarioet vil ikke felt som har en balansepris over 50 dollar fatet være lønnsomme å bygge ut. Rystad antar at mangelen på prosesseringskapasitet og infrastruktur kombinert med skuffende leterresultater, gjør det lite sannsynlig at det vil bygges ut noe mer gasskapasitet i Barentshavet.



Figur 4: Oversikt over forventet gassproduksjon fra norsk sokkel fordelt på feltstatus fram til 2050. Kilde: Rystad Energy UCube .

KLIMARISIKO FOR NORSK GASS



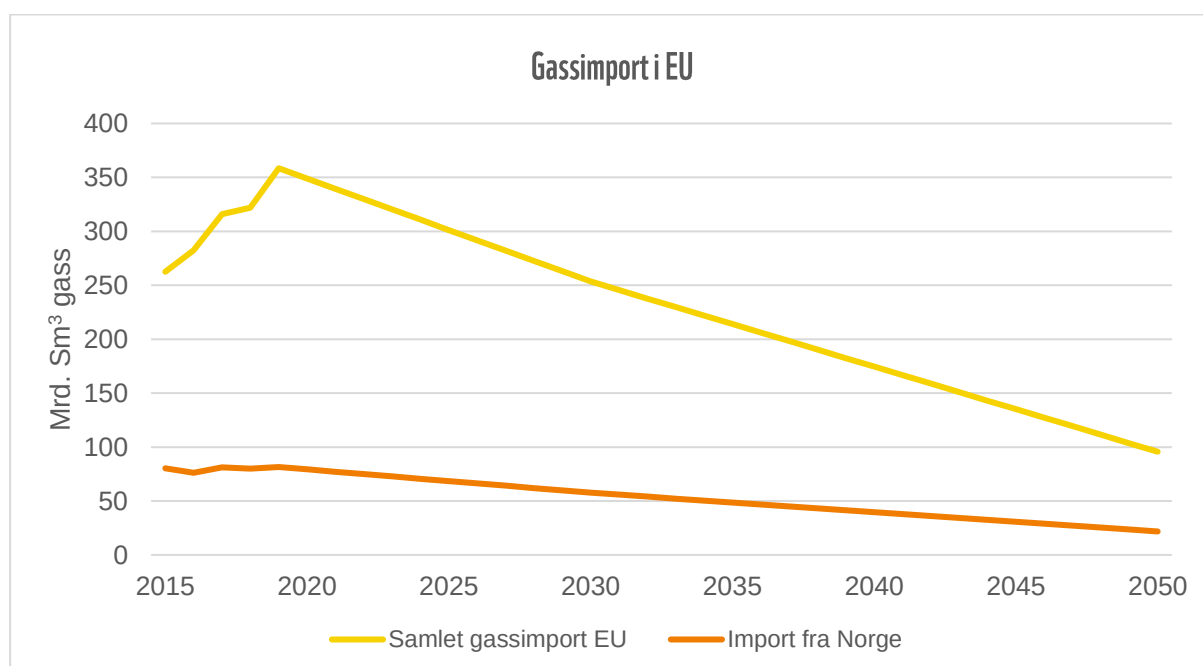
KLIMARISIKO FOR NORSK GASS

Konsekvensene av en strammere klimapolitikk i EU og Storbritannia

Det er store regionale forskjeller i klimaeffekten av å gå fra kull til gass. I EU og Storbritannia er kull allerede i stor grad ute av energisystemet og det neste steget er derfor å fase ut olje og gass. Både EU og Storbritannia har satt seg svært ambisiøse klimamål som får konsekvenser for etterspørselen etter norsk gass. EU har satt seg som mål å kutte utslippene med 55 prosent fra 1990-nivå innen 2030 og netto nullutslipp innen 2050¹⁶. Storbritannia er enda mer ambisiøs og har annonsert at utslippene skal kuttes med 78 prosent innen 2035 (fra 1990-nivå) i tillegg til netto nullutslipp innen 2050¹⁷.

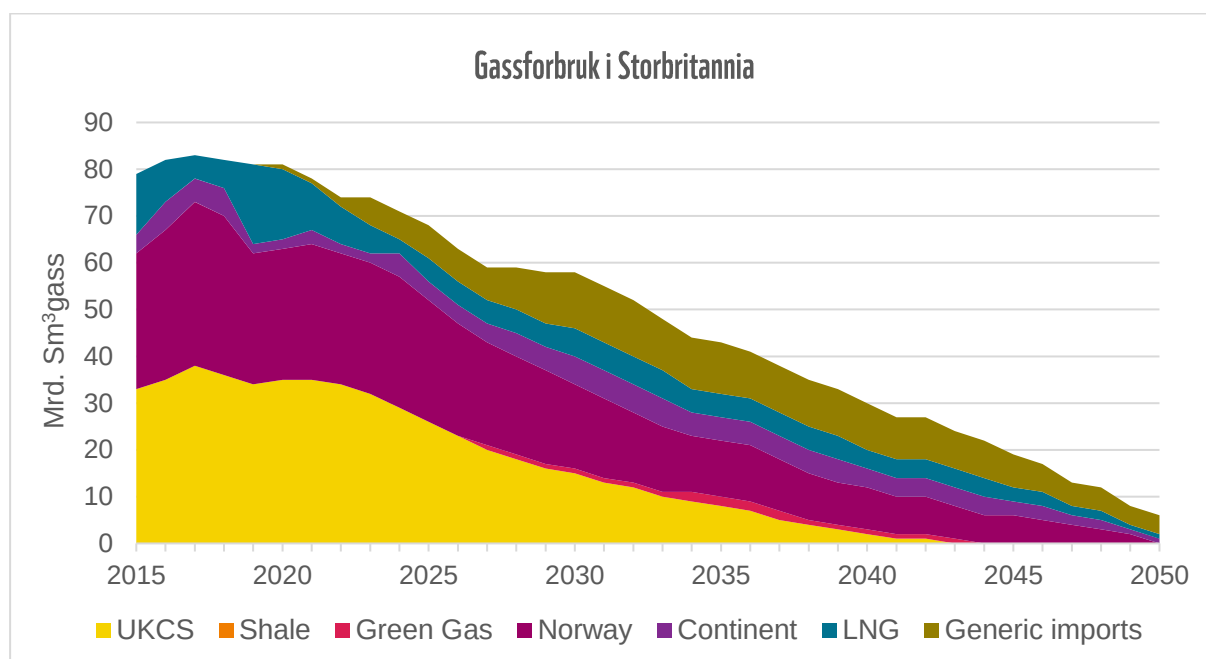
Klimamålene kan nås med ulike virkemidler, og både EU og Storbritannia har utarbeidet flere scenarioer for å vise hvordan man kan nå utslippsmålene i 2030 og i 2050. Figur 5 viser samlet gassimport til EU i et scenario kalt Allbnk fra en modellering¹⁸ gjort av EU-kommisjonen i 2020, der en kombinasjon av markedsreguleringer og karbonpris gjør at man når 55 prosent utslippskutt i 2030. I dette scenarioet faller gassimporten med 19 prosent fra 2015-nivå i 2030 og med 64 prosent innen 2050¹⁹.

Tallene i figuren fram til 2019 er faktiske tall rapportert av Eurostat. Gassimporten gikk opp i perioden fra 2015 til 2019, noe som innebærer at importen må kuttes mer enn 19 prosent i perioden fra 2020 til 2030 for å nå målet om 19 prosent reduksjon fra 2015. I figuren har vi også lagt inn et eksempel på hvordan de økte klimaambisjonene kan slå ut for gassimporten fra Norge. Her har vi antatt at den norske eksportandelen fra 2019 på 23 prosent vil holdes konstant, slik at den norske eksporten reduseres med den samme prosentandelen som for EU totalt.



Figur 5: Antatt gassimport i EU i Allbnk-scenarioet samt den tilhørende importandelen fra Norge. Kilde: Impact assessment, EU-kommisjonen 2020, Eurostat country sheets 2020, samt norskpetroleum.no.

Figur 6 viser gassforbruket i Storbritannia i scenarioet “Consumer Transformation” utarbeidet av National Grid. I dette scenarioet når Storbritannia netto nullutslipp i 2050. Som navnet tilsier innebærer dette scenarioet at konsumentene endrer etterspørselen og at det samlede energibehovet reduseres betraktelig. Norsk gass fortsetter å utgjøre en relativt stor del av forbruket i mange år fremover etter hvert som Storbritannias gassreserver tømmes og importavhengigheten øker. Den samlede etterspørselen etter norsk gass vil imidlertid avta og nå null i 2050.

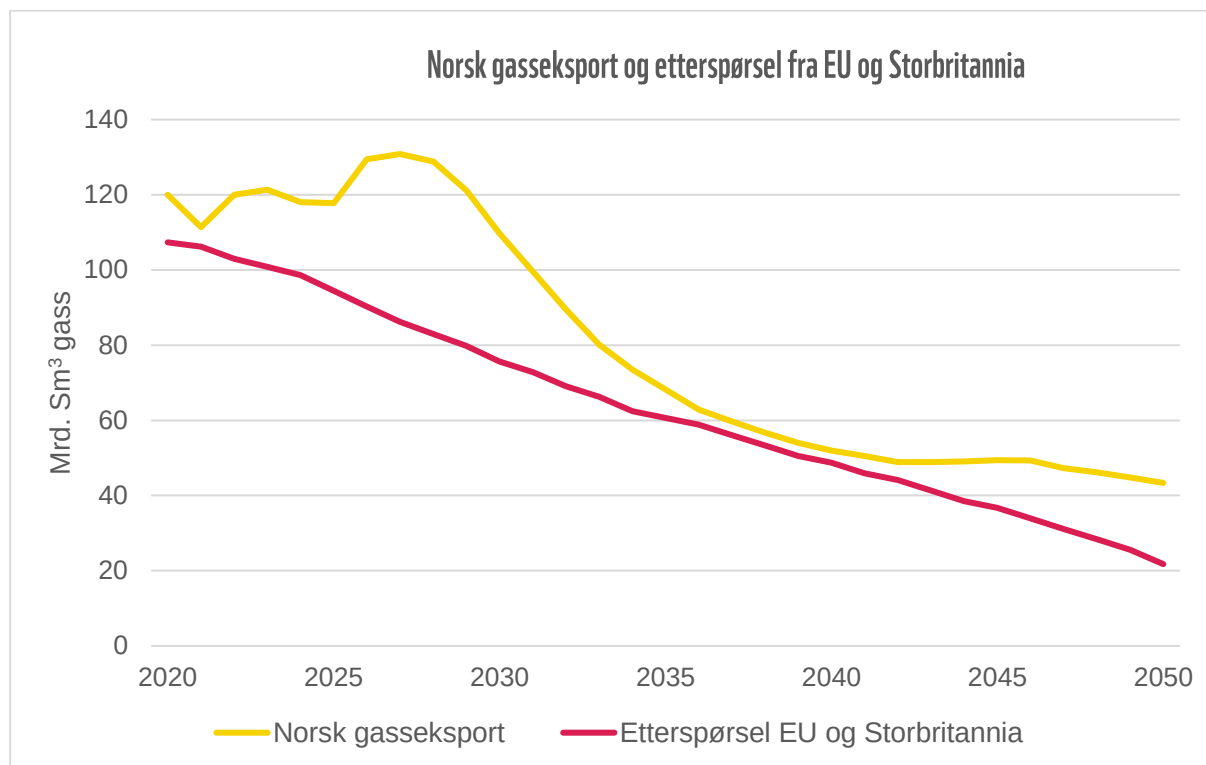


Figur 6: Samlet gassforbruk i Storbritannia i scenarioet Consumer transformation. Kilde Future Energy Scenarios 2021, National Grid

I figur 7 under har vi satt sammen etterspørselen fra EU og Storbritannia i de to lavutslippsscenarioene og lagt inn produksjonsprofilen for norsk gass fra figur 4. Den viser at dersom gassetterspørselen faller slik scenarioene skisserer, vil det produseres mer gass enn det er behov for. Dette gjelder særlig i perioden fra 2022 til 2035 der ny produksjon fra Trollfeltet og Osebergfeltet vil bidra til økt produksjon. I deler av perioden overgår også produksjonen den totale eksportkapasiteten på 120 mrd. Sm³ tørrgass per år²⁰. Historisk sett har disse feltene fungert som svingprodusenter for gasseksporten, noe som innebærer at de har redusert sin produksjon i perioder med mindre behov for gass og heller forskjøvet leveransene til perioder der det er behov. Dersom produsentene forventer en varig lavere etterspørsel fra importlandene vil disse heller være villig til å tilby gassen til en lavere pris for å sikre at ressursene vil tømmes før gassetterspørselen forsvinner.

Det er usikkert hvordan importmiksen vil se ut dersom EU reduserer gassetterspørselen. Det avhenger av en rekke faktorer, blant annet geopolitiske forhold og hvor avhengige EU ønsker å være av gassimport fra Russland, men også kostnadsvurderinger og hvem som klarer å levere den billigste gassen. I våre beregninger for EU har vi antatt en flat nedgang i etterspørselen på tvers av alle importmarkedene, slik at markedsandelene holdes konstante.

Figur 7 viser at norsk gassproduksjon med dagens politikk ligger an til å produsere langt mer enn det er behov for fram mot 2050 og at det ikke er behov for å lete etter mer gass eller bygge ut flere funn.



Figur 7: Etterspørsel fra EU og Storbritannia dersom de når utslippsmålene samt forventet norsk gassproduksjon fram til 2050. Kilde: Impact Assessment 2020, EU-kommisjonen, Future Energy Scenarios 2021, National Grid og Rystad Energy UCube.

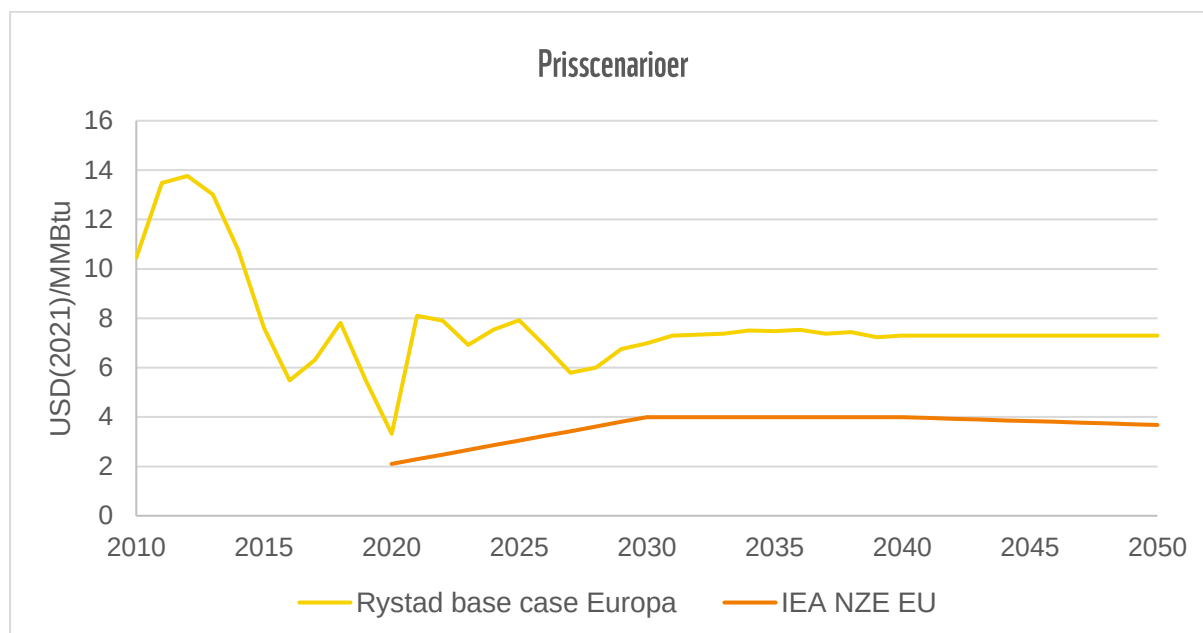
Hvis prisene faller

Gassprisen i Europa var på sitt høyeste rundt 2012, men har deretter falt i takt med oljeprisen. I 2020 førte koronakrisen og lav etterspørsel til at gassprisen falt til litt over tre USD/MMBtu. I figur 8 viser den gule linjen den historiske utviklingen i gassprisen fram til 2021 og deretter anslaget i Rystad Energy sitt base case scenario. Rystad tror gassprisen vil stige i fra litt over tre dollar i 2020 til litt under syv dollar i 2030 og deretter ligge relativt konstant rundt 7 dollar fram til 2050.

Dersom verden når klimamålene vil etterspørselen etter gass falle, noe som også vil få konsekvenser for gassprisen. I IEA sitt Net Zero Scenario (NZE) begrenses den globale temperaturøkningen til 1,5 grader Celsius. IEA presiserer at i dette scenarioet er det ikke behov for nye investeringer i nye olje og gassfelt etter 2021. Det antas at gassbehovet vil dekkes av eksisterende ressurser i de landene som leverer til lavest kostnader. I NZE legges det opp til utbredt bruk av hydrogen, og IEA antar at rundt 38 prosent av hydrogenproduksjonen i 2050 vil komme fra naturgass med karbonfangst og lagring. Dette fører til at etterspørselen etter gass er høyere i NZE enn i andre klimascenarioer, for eksempel de vi har brukt for EU og Storbritannia i avsnittet over. Det er likevel verdt å merke seg at til tross for hydrogenproduksjon vil prisen likevel holde seg relativt lav. Den oransje linjen viser gassprisen IEA forventer i EU i NZE. IEA anslår i NZE-scenarioet at gassprisen vil være på 3,8 2019-dollar, noe som tilsvarer ca fire dollar i 2021-verdi²¹. Gassprisen holder seg under fire dollar

hele perioden fra 2020 til 2050, som også er det Rystad Energy oppgir som sitt priskulv for Europa i perioder med mye gassoverskudd i markedet²².

Det kan være verdt å merke seg at et prisutviklingen i olje, og gassmarkedene framover sannsynligvis vil preges av større svingninger enn det scenarioene i figur 8 skisserer. Det siste tiåret har olje,- og gassprisen falt drastisk ved flere anledninger. Slike drastiske prisfall kan resultere i enda større tap enn det som skisseres i denne rapporten.



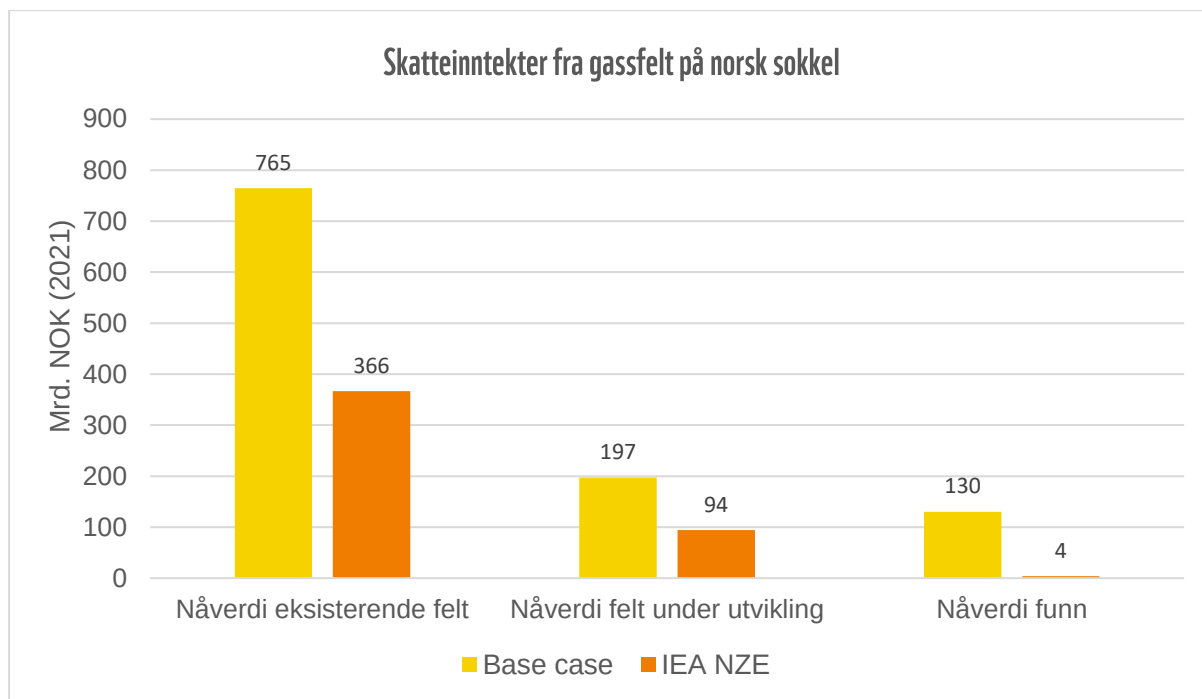
Figur 8: Prisscenarioer som brukes i sensitivitetsberegningene. Kilde: Rystad Energy Ucube og IEA(2021) Net Zero by 2050ⁱ.

Konsekvensene for norske skatteinntekter ved lavere gasspriser

Vi har tatt utgangspunkt i forventet gassproduksjon fra de gassfelteneⁱⁱ på norsk sokkel som er i produksjon, under utbygging og som Rystad Energy antar vil bli bygget ut i sitt base case scenario og beregnet nåverdien, det vil si verdien i dag, av de forventede skatteinntektene fra disse feltene i perioden fra 2021 til 2050. De gule søylene i figur 9 viser nåverdien av skatteinntektene når man benytter Rystad Energy sitt base case scenario, fordelt på felt i produksjon, felt under utvikling, og funn der det ikke er tatt en investeringsbeslutning, men som Rystad Energy forventer vil komme i produksjon. De oransje søylene viser hva skatteinntektene vil bli dersom gassprisen holder seg konstant på 4 USD/MMBtu slik som i IEA sitt nullutslippsscenario. I dette tilfellet er det en del felt som aldri vil komme i produksjon eller avslutte produksjonen tidligere enn antatt fordi det ikke vil være lønnsomt å fortsette. Beregningene sier bare noe om inntektsfallet som staten kan oppleve i perioden fra 2021 til 2050. Den tar imidlertid ikke med kostnadene og skattefradragene som har inntruffet i perioden før 2021. Grafen sier derfor ikke noe om hvorvidt de eksisterende feltene er lønnsomme eller ikke. For beregningene med NZE-gassprisen antar Rystad at feltene som har en høyere utbyggingskostnad enn fire dollar/MMBtu ikke vil bygges ut. Dersom oljeselskapene forventer en høyere gasspris og bygger ut disse feltene likevel, vil tapet bli mye større.

ⁱ For beregninger fram til 2020 benyttes reelle priser.

ⁱⁱ Inkluderer rene gassfelt og gassfelt med kondensat, men inntektene fra kondensat er utelatt i beregningene, gassfelt med både olje og gass er ekskludert fra beregningene.



Figur 9: Nåverdien av skatteinntektene fra produksjonen fra gassfelt på norsk sokkel. Kilde: Rystad Energy UCubeⁱⁱⁱ.

Den største delen av skatteinntektene kommer fra felt som allerede er i produksjon. For disse feltene er investeringene, og de tilhørende skattefradragene gjennomført og staten kan dermed samle inn skattene fra selve produksjonen, i tillegg er disse inntektene nærmere i tid enn inntekter fra felt under utvikling og funn, noe som gjør at de får en høyere nåverdi. Likevel vil en gasspris på 4 dollar halvere den forventede inntjeningen fra disse feltene fra 765 mrd. kroner til 366 mrd. kroner.

Skatteinntektene fra felt under utvikling er betraktelig lavere, dette skyldes blant annet endringen i oljeskatteregimet som Stortinget innførte i 2020 (se faktaboks under), som innebærer at staten får en mye mindre del av skatteinntektene fra felt der det tas en investeringsbeslutning i perioden 2020 til 2023. For disse feltene er også en god del av kostnadene allerede gjennomført og er ikke med i beregningen. Forventet skatteinntekt reduseres med over 100 mrd. kroner i NZE-scenarioet.

Ser man på funn som ikke er bygget ut ennå, blir nåverdien i NZE-scenarioet på kun 4 mrd. kroner for alle gassfunn som er gjort på norsk sokkel. Den lave verdien viser hvor sårbart petroleumsskattesystemet er for lave olje- og gasspriser, og illustrerer klimarisikoen knyttet til utbygging av nye felt på norsk sokkel. Ser man på nåverdien samlet sett, risikerer staten å tape 628 mrd. kroner i skatteinntekter dersom verden når klimamålene, sammenlignet med base case-scenarioet. Dette tilsvarer over 40 prosent av utgiftene i statsbudsjettet for 2021.

ⁱⁱⁱ Reelt avkastningkrav 7 prosent, inflasjon 2,5 prosent, valutakurs 8,8 USD/NOK

Petroleumskatteregimet

Selskaper med petroleumsaktivitet på norsk sokkel har en skattesats på 78 prosent av overskuddet. Dette er en kombinasjon av ordinær selskapsskatt på 22 prosent, samt en særskatt for petroleumsvirksomhet på 56 prosent. Den høye skattesatsen sørger for at det er staten som sitter igjen med majoriteten av inntektene fra norske naturressurser. Skattesystemet er utformet slik at kun overskuddet skattlegges.²³

Petroleumsskatteregimet inneholder en del investeringsfradrag som har til hensikt å sørge for at prosjekter som ville vært lønnsomme under vanlig selskapsskatt, ikke skal få lønnsomheten ødelagt av særskatten. I juni 2020 vedtok imidlertid Stortinget en del midlertidige endringer i petroleumsskatteregimet for å gjøre det mer attraktivt å investere i petroleumsprosjekter under koronakrisen. Endringene gjelder for investeringer som gjennomføres i 2020 og 2021, samt alle investeringskostnader frem til produksjonsstart for prosjekter der utbyggingsplanen er sendt inn før 1. januar 2023 og godkjent av myndighetene før 1. januar 2024. I Tabell 1 følger en sammenstilling av de ulike investeringsfradragene i de to regimene. Konsekvensen av de rause investeringsfradragene er at ulønnsomme investeringer kan bli lønnsomme for oljeselskapene på grunn av skatt. Dette var mulig i det ordinære skatteregimet, men de midlertidige endringene fra juni 2020 øker sannsynligheten for at slike investeringer gjennomføres.

Tabell 1: Oversikt over investeringsfradragene i det ordinære og det midlertidige petroleumsskatteregimet

Ordinært petroleumsskatteregime	Midlertidig skatteregime 2020-2023
• Avskrivning av investeringer mot selskapsskatten og særskatten skjer over seks år. • Friinntekt på 20,8 prosent av investeringskostnaden fordelt over fire år (det vil si 5,2 prosent i året), som er et fradrag i beregningsgrunnlaget for særskatten. Fram til 2013 var friinntekten på 30 prosent (7,5 prosent i året), dette skatteregimet gjelder for Aasta Hansteen der PUD ble lagt fram i 2012. • Fradrag for rentekostnader knyttet til investeringen (vanlige bedrifter får rentefradrag tilsvarende skattesatsen på 22 prosent, mens oljeselskaper får rentefradrag også på særskatten, som er på 56 prosent. Dette kombinert med friinntekten fører til et delvis dobbelt fradrag for kapitalavkastning i særskatten).	• Avskrivning av investeringer mot særskatten skjer over ett år. • Friinntekt i særskattegrunnlaget på 24 prosent som gis over ett år. • Rentefradraget for særskatten faller bort ettersom avskrivningen skjer over ett år.

INVESTERINGER MED HØY KLIMARISIKO



© slowmotiongli / shutterstock

Hasselmus (*Muscardinus avellanarius*), gnager i familien syvsover (Gliridae). Kroppen er 65–90 mm lang og halen 55–85 mm, snuten er kort og øynene store. Utbredelsen strekker seg fra Frankrike og Storbritannia i vest til Tyrkia og Volga (Russland) i øst. Finnes ikke i Norge, men i noen områder i Sverige og Danmark. Danmark har en egen forvaltningsplan for arten.

For å illustrere hvordan en lavere gasspris kan påvirke lønnsomheten til det enkelte felt har vi sett nærmere på to prosjekter, Aasta Hansteen og Hasselmus, samt lønnsomheten til gassprosjekter og infrastruktur i Barentshavet.

Aasta Hansteen

Aasta Hansteen er et felt som ligger øverst i Norskehavet, det inneholder både gass og kondensat. Investeringsbeslutningen ble tatt i 2013 og feltet begynte å produsere i 2018. Gassen eksporteres via rørledningen Polarled som sto ferdig i 2018. I plan for utbygging og drift fra 2012 ble det anslått at Aasta Hansteen ville ha en positiv nåverdi på 11,1 mrd. kroner før skatt (tilsvarer 13,2 mrd. 2020-kroner^{iv})²⁴.

Dersom man legger til grunn Rystad Energy sitt base case scenario er nåverdien av Aasta Hansteen minus 1,3 mrd. kroner for eieren Equinor og 1,6 mrd. kroner i tap for den norske staten. Prosjektet ligger altså allerede an til å bli svært ulønnsomt og koste skattebetalerne penger.

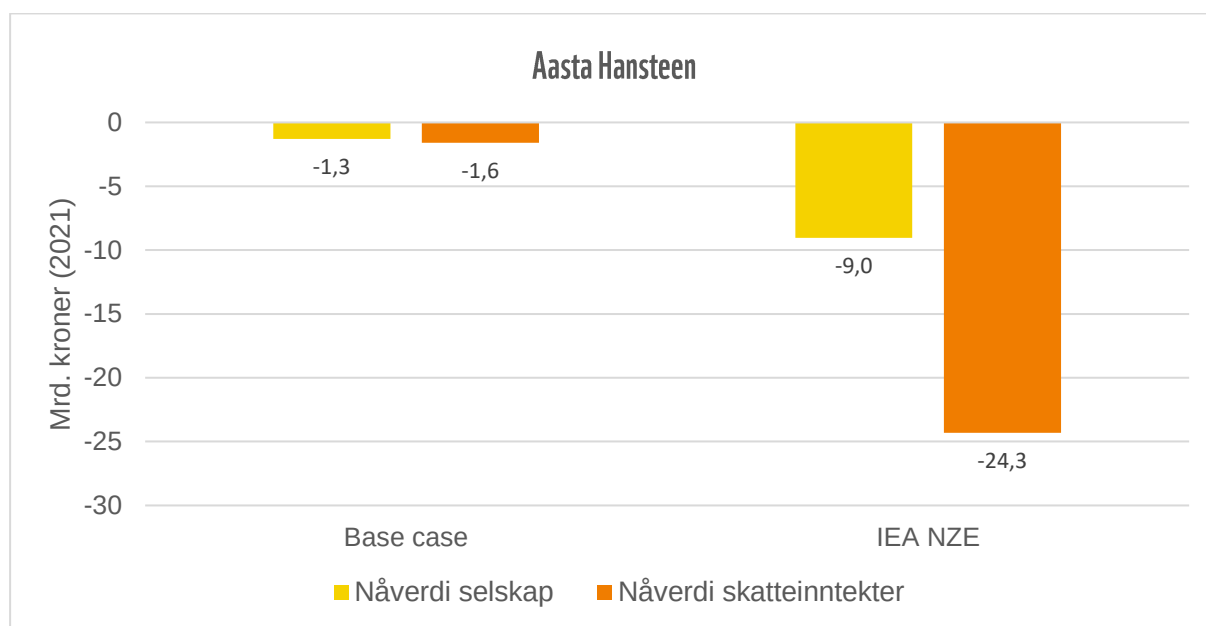
Legger man inn forutsetningen om at gassprisen vil følge NZE-scenariet så vil projektet avslutte produksjonen i 2029 i stedet for 2030 på grunn av manglende lønnsomhet. Det samlede tapet for Equinor vil være på 9 mrd. kroner, mens staten vil gå på et tap på vanvittige 24 mrd. kroner. Dette underskuddet tilsvarer nesten hele kostnaden for det nye

^{iv} Beløpene er konvertert til 2020-beløp med Norges Banks priskalkulator <https://www.norges-bank.no/tema/Statistikk/Priskalkulator/>

regjeringskvartalet (kostnad anslått til mellom 26,1 og 36,5 mrd. kroner²⁵). Til sammenligning var bevilgningen til Enova på 3,1 mrd. kroner i 2021²⁶.

Grunnen til at staten sitter igjen med et mye større tap enn Equinor skyldes utformingen av det norske petroleumsskatteregimet (se faktaboks) der staten tar en mye større risiko enn selskapene ettersom staten dekker 88 prosent av investeringskostnadene gjennom store skattefradrag. Selskapene kan med andre ord erstatte en stor del av den usikre inntekten fra gassalg med et risikofritt skattefradrag fra den norske staten. Ifølge anbefalingene fra Finansdepartementet bør man derfor benytte et lavere avkastningskrav for skattefradragene enn resten av kontantstrømmen i prosjektet. Ved å ta i bruk denne anbefalingen vil den faktiske gevinsten for selskapet bli mye høyere og tapet for staten enda større enn grafen viser.

I tillegg til tapet knyttet til Aasta Hansteen kommer kostnadene til utbyggingen av rørledningen Polarled og den oppgraderte prosesseringskapasiteten på Nyhamna som kostet om lag 24,5 mrd. 2018-kroner²⁷. Rørledningen Polarled deles av Aasta Hansteen og Dvalin, WWF har tidligere anslått at staten kan risikere å tape over 13 mrd. kroner på denne investeringen²⁸. Det er meget sannsynlig at de tilhørende infrastrukturinvesteringene er samfunnsøkonomisk ulønnsomme ettersom Aasta Hansteen går med tap.



Figur 10: Nåverdi av Aasta Hansteen for selskap og skatteinntekter i Rystads Base case-scenario og IEAs netto-nullutslippsscenario (NZE). Kilde: Rystad Energy Economic Model^v

Hasselmus

I 2020 falt oljeprisen og gassprisen som en konsekvens av koronapandemien. Et flertall i Stortinget innførte derfor veldig gunstige endringer i oljeskatteregimet for å stimulere til flere investeringer på norsk sokkel. Et av prosjektene som nyter godt av denne endringen er gassfeltet Hasselmus som ligger sør i Norskehavet. Feltet eies av OKEA, Petoro og Neptune

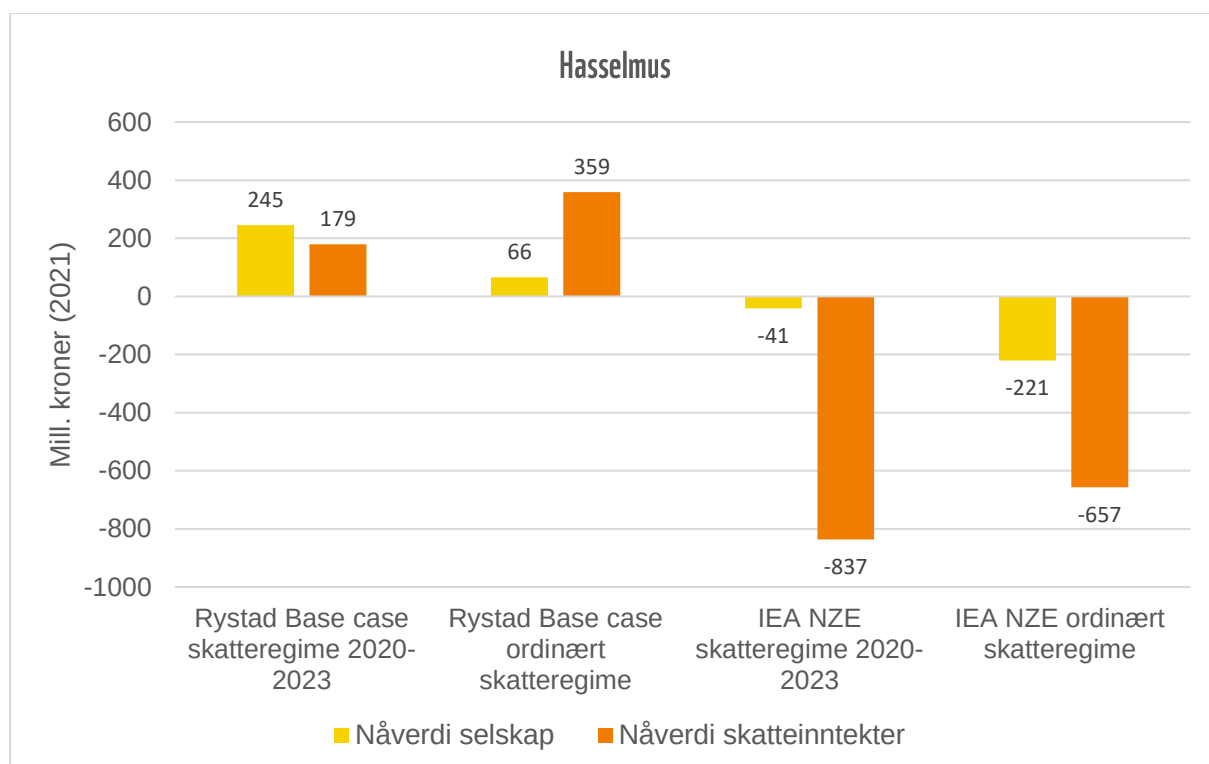
^v Beregningene inkluderer utgifter fra 2013 og framover, avkastningskrav er 7 pst reelt med en antagelse om framtidig inflasjon på 2,5 pst. For å unngå at valuta skal spille en for stor rolle er nåverdien beregnet i USD og deretter konvertert samlet til NOK med en valutapris på 8,8 USD/NOK. Aasta Hansteen er omfattet av petroleumsskatteregimet før 2013, det vil si med en friinntekt på 7,5 pst.

Energy²⁹. Oljeselskapet OKEA ble grunnlagt av blant annet tidligere olje- og energiminister, og nåværende nestleder i Senterpartiet, Ola Borten Moe i 2015. Hasselmus skal kobles opp mot Draugenfeltet der Ola Borten Moe er plattformsjef. Figur 11 viser den estimerte nåverdien for Hasselmus isolert sett. Deler av gassen fra Hasselmus skal brukes til å drifte turbiner på Draugenplattformen og det er derfor mulig at det er andre forhold som vil bidra til positive synergieffekter for OKEA som ikke er inkludert i disse beregningene.

Figur 11 viser nåverdien av Hasselmus for henholdsvis eierne og staten med ulike antagelser. I det første tilfellet benytter vi Rystad Energy sitt base case for gasspris, samt det ekstraordinære skatteregimet vi har fra 2020 til 2023. Med disse antagelsene sitter eierne igjen med rundt 245 millioner kroner, og staten rundt 180 millioner kroner.

Dersom vi legger til grunn det ordinære skatteregimet faller eiernes inntekter betydelig, og staten sitter igjen med mer av verdien i feltet. På grunn av oljeskattepakken fra 2020, som Senterpartiet var med å stemme igjennom, får OKEA og de andre eierne en mergevinst på 179 millioner kroner som med det ordinære skatteregimet ville tilfalt skattebetalerne.

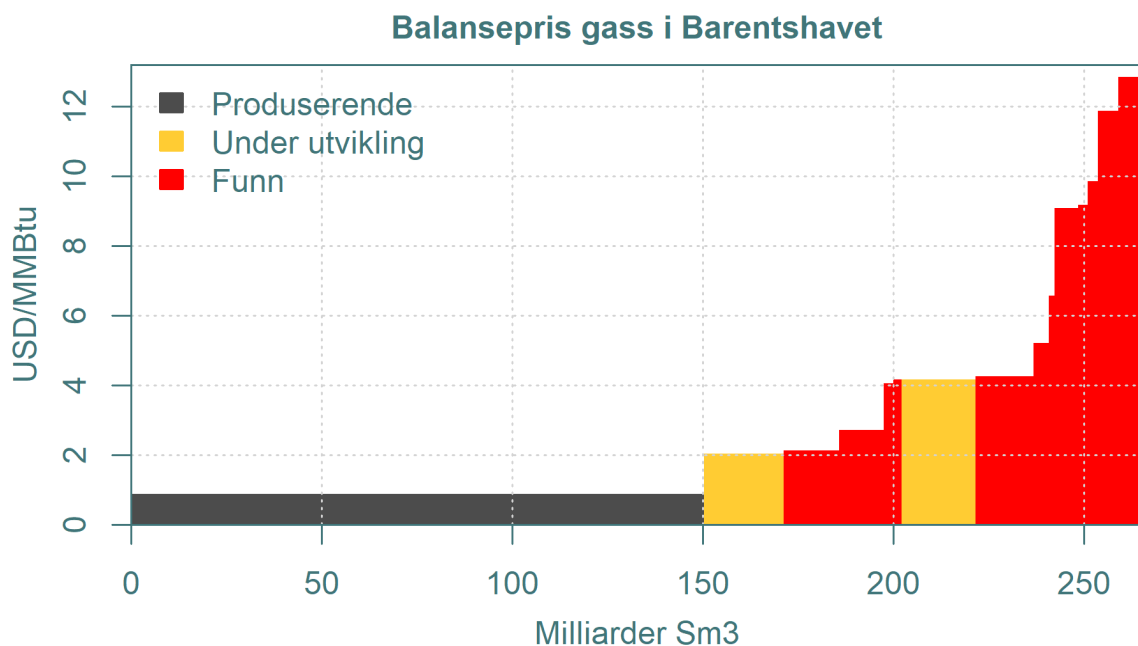
Vi har også gjort beregningene med gassprisene i IEA sitt NZE-scenario. Med denne prisantagelsen er prosjektet svært ulønnsomt, og staten vil tape 837 millioner kroner med det ekstraordinære skatteregimet. Med det ordinære regimet ville tapet vært 179 millioner kroner lavere for staten også i dette tilfellet.



Figur 11: Nåverdien av Hasselmus for selskapene og nåverdien av skatteinntektene til staten med det midlertidige og ordinære oljeskatteregimet og i base-case og NZE-prisscenarioet. Kilde: Rystad Energy Economic Model.

Klimarisiko i Barentshavet

Som nevnt tidligere har Rystad Energy liten tiltro til at det vil bygges ut særlig mer gass i Barentshavet. Figur 12 viser estimerte balansepriser for gassfeltene i Barentshavet. Balanseprisen er gassprisen som er nødvendig for at prosjektet skal være lønnsomt. En stor del av ressursene kommer fra Snøhvitfeltet som allerede er i produksjon. De to feltene under utvikling er Snøhvit fase to og tre, som risikerer å bli ulønnsomme dersom prisen holder seg under 4 USD/MMBtu. De øvrige ressursene har imidlertid så høye balansepriser at de mest sannsynlig aldri vil bli bygget ut, selv ikke i Rystad Energy sitt base case-scenario



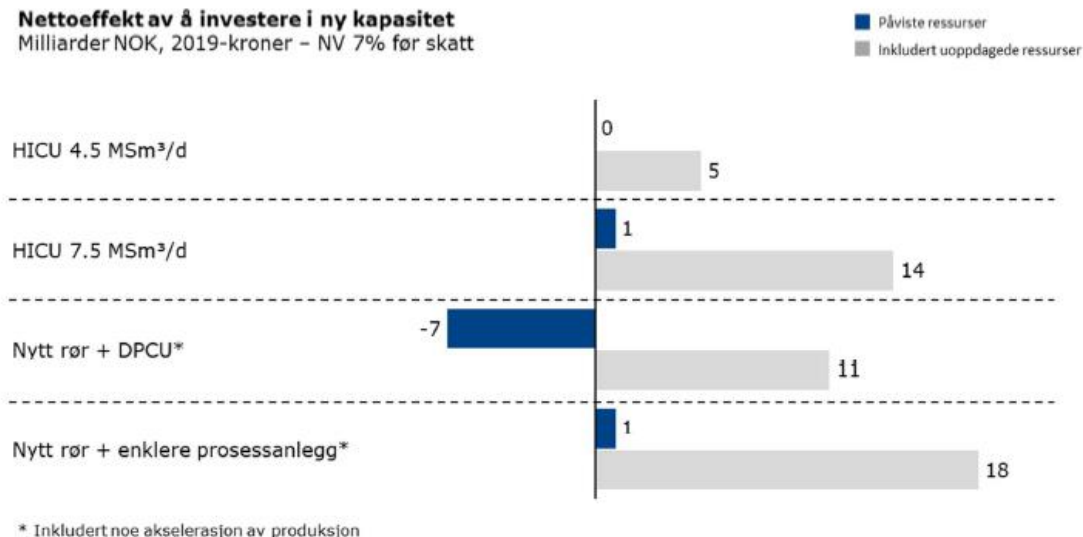
Figur 12: Balansepris for gass i Barentshavet. Balanseprisen er den gassprisen som ville gjøre feltet lønnsomt på det tidspunktet da investeringsbeslutningen ble tatt. Kilde: Rystad Energy UCube.

Risikable investeringer i ny infrastruktur

En annen utfordring for oljeselskapene er at det ikke eksisterer infrastruktur for gasstransport i Barentshavet eller ledig prosesseringskapasitet på Melkøya til å konvertere gassen til LNG. Det øvrige rørnettverket stopper ved Aasta Hansteen i Norskehavet. Det vil derfor innebære betydelige merkostnader å bygge ut gassressurser i Barentshavet utover selve feltutbyggingen. For noen felt som har både olje- og gassressurser, som for eksempel Johan Castberg eller Wisting kan det innebære at lønnsomheten blir lavere fordi man ikke får solgt gassen på grunn av manglende prosesseringskapasitet og heller må reinjisere gassen.

I 2020 publiserte Gassco en rapport på oppdrag fra OED som beskrev ulike gasstransportalternativer for Barentshavet sør. Gassco vurderte to alternativer (HICU 4,5 og HICU 7,5) som ville innebære en kapasitetsøkning på Melkøya LNG-anlegg. I tillegg ble et tradisjonelt prosesseringsanlegg vurdert, samt et enklere prosessanlegg på Melkøya i kombinasjon med en rørledning som fraktet gassen til det eksisterende rørsystemet i Norskehavet. Figur 13 viser den anslåtte nåverdien av disse investeringene. De blå kolonnene viser nåverdien dersom man bare inkluderer antatt lønnsomme og utvinnbare påviste ressurser til grunn, mens de grå kolonnene viser nåverdien inkludert uoppdagede ressurser. Bare to av alternativene får en positiv nåverdi med påviste ressurser.

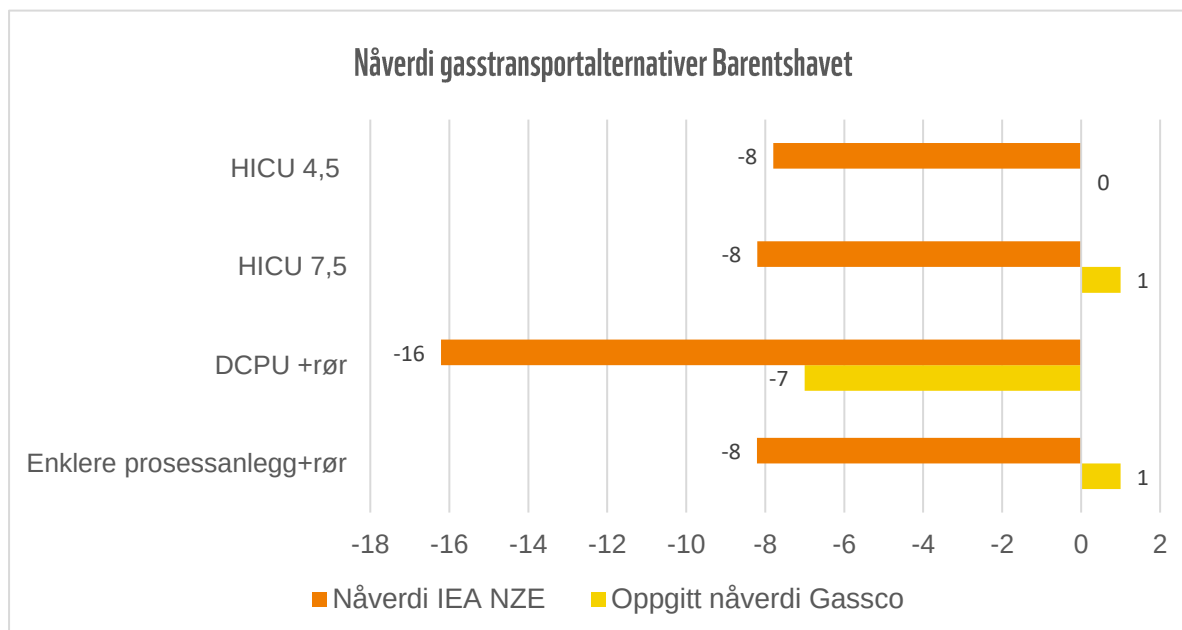
Nettoeffekt av å investere i ny kapasitet
 Milliarder NOK, 2019-kroner – NV 7% for skatt



Figur 13: Lønnsomhetsberegninger fra Gassco om ulike transportalternativer for gass i Barentshavet. Kilde: Vurdering av gasstransportprofiler i Barentshavet, Gassco 2020.

I sine beregninger antar Gassco at gassprisen vil være på 1,94 NOK/Sm³ (om lag 6,2 USD/MMBtu). Vi har benyttet produksjonsprofilen for påviste ressurser som Gassco har oppgitt til å beregne hva salgsinntektene ville vært dersom gassprisen i stedet var på 1,19 NOK/Sm³ (tilsvarer IEA scenarioet på litt under 4 USD/MMBtu). Figuren under viser hvordan nåverdien i alle fire tilfellene blir markant negativ når gassprisen reduseres. Beregningene illustrerer den betydelige økonomiske risikoen knyttet til infrastrukturbygginger i Barentshavet. Dette kombinert med den lave leteinteressen i området innebærer at det er lite sannsynlig at det vil gjøres noen nye investeringer i gasstransport i Barentshavet med det første^{vi}.

^{vi} Antatt produksjon følger produksjonsprofilen oppgitt på s 22 i rapporten «Vurdering av gasstransportprofiler i Barentshavet». For LNG er det antatt en merverdi på 3 øre/ Sm³ samt en kostnad på frakt/regassifisering på 31 øre/ Sm³. For alternativene med rør antas det at makskapasiteten ved Melkøya benyttes og det overskytende transporteres med rør. Reelt avkastningskrav er 7%. Beregningene er ment som en illustrasjon på prisrisikoen ved de foreslåtte alternativene. Informasjonen som oppgis i Gassco-rapporten er svært mangelfull, noe som gjør det vanskelig å replisere beregningene i sin helhet. Gassco har heller ikke svart på WWF sine henvendelser vedrørende rapporten.



Figur 14: Nåverdi av gasstransportalternativer i Barentshavet med NZE-scenariet sin gasspris



ER HYDROGEN REDNINGEN?



ER HYDROGEN REDNINGEN?

Hydrogen er en utslippsfri energibærer som kan bidra til å erstatte fossile brensler i en rekke sektorer, spesielt der hvor det foreløpig ikke finnes andre fornybare alternativer som i industrielle prosesser eller shipping og langdistanse flytransport. Hydrogen produseres i dag hovedsakelig av naturgass uten karbonfangst, såkalt grått hydrogen, som gir høye klimagassutslipp.

Med karbonfangst vil det være mulig å produsere hydrogen av gass med lavere utslipp, såkalt blått hydrogen, hvor man fanger utslipp som oppstår når man bruker naturgass for å skille ut hydrogenatomer fra vanndamp. Man kan også produsere hydrogen ved hjelp av elektrolyse og elektrisk kraft. Dersom energikilden er fornybar vil man produsere hydrogen uten utslipp (dette blir kalt grønt hydrogen).

Ingen av disse teknologiene er i dag lønnsomme og etterspørselen etter hydrogen er relativt begrenset, hovedsakelig knyttet til nisjemarkeder som produksjon av ammoniakk til kunstgjødsel. Men med økende omstillingshastighet og høyere karbonpriser forventer IEA i NZE-scenariot at markedet for hydrogen vil se en omfattende økning i etterspørsel fra 90 mill. tonn i dag, til 528 mill. tonn i 2050. Denne omfattende veksten vil få mange til å spørre seg hvorvidt ikke produksjon av blått hydrogen kan gi en opptur for norsk gass. Dette vil trolig ikke være tilfellet av flere årsaker.

I følge IEA vil hydrogen stå for 50 prosent av den globale gassetterspørselen, anslått til 925 mrd. Sm³ i 2050. Dette kan høres mye ut, men i samtidig vil etterspørselen etter gass falle med 56 prosent. Den totale estimerte etterspørselsøkningen som følge av blått hydrogen vil bremse fallet i gassetterspørsel, men vil likevel være langt i fra nok til å erstatte den fallende etterspørselen etter naturgass. I IEAs estimer vil vi med andre ord ikke trenge mer naturgass for å tilrettelegge for blått hydrogen, og kan dekke etterspørselen ved hjelp av eksisterende gassreserver.

Situasjonen er heller ikke vesentlig annerledes dersom man ser på EU. I Allbnksscenarioet fra faller etterspørselen etter gass med om lag 64 prosent³⁰. Dette omfatter også etterspørsel fra hydrogen. EU har i dag en i dag en ambisiøs strategi for hydrogen, hvor de forventer at hydrogen kan utgjøre omtrent 23 prosent av sluttbruket av energi i 2050.

Blått hydrogen vil heller ikke bidra til å øke lønnsomheten ved nye gassfelt. Antakelsene om etterspørsel fra blått hydrogen er bakt inn i IEAs gasspris i 1,5 gradersscenarioet (NZE). Blått hydrogen vil i beste fall bremse etterspørselsfallet noe, sammenlignet med et scenario uten, men vil ikke gi høyere priser enn de rundt 4 USD/Mbtu som legges til grunn i NZE-scenariot. Dette tilsier at dersom vi i Norge leverer mer gass enn det som etterspørres av EU og Storbritannia (som vist i figur 7), vil gassprisen falle ytterligere, noe som igjen vil gi lavere priser på blått hydrogen. Gass vil dermed fortsatt selges til lavere pris og vil gi tilsvarende økonomiske tap.

Dersom man skal produsere blått hydrogen vil man i tillegg være nødt til å investere i kapasitet for karbonlagring og hydrogenomforming, samt transportkostnader. Tilsvarende som for gass

vil transportkostnaden være betraktelig, og vil kunne legge på 1-3 USD per kg hydrogen. Samtidig regner IEA med at både blått og grønt hydrogen vil være konkurransedyktige til mellom 1,5 og 2,5 USD/kg i 2050. Med allerede høye kostnader for gassfelt på norsk sokkel vil gjøre det enda mindre lønnsomt å utvikle nye felt for å produsere blått hydrogen.

For at blått hydrogen skal kunne bidra til å heve lønnsomheten til gass på norsk sokkel vil det være avhengig av at den totale etterspørselen etter blått hydrogen overstiger det som estimeres av IEA. Det kan skje enten som følge av at etterspørselen etter hydrogen blir større enn forventet, eller fordi blått hydrogen blir mer konkurransedyktig mot grønt hydrogen.

Det er mindre sannsynlig at man vil kunne se en slik utvikling på lang sikt ettersom blått hydrogen ikke er en energibærer uten utslipp, og derfor ikke forenelig med nullutslippsmål. IEA viser at det først og fremst vil spille en overgangsrolle fra 2030 til 2040, hvorefter grønt hydrogen vil ta over og utgjøre 62 prosent av hydrogenproduksjonen. Dette reflekterer også EUs egen hydrogenstrategi, hvor hovedfokus er på grønt hydrogen. Strategien anerkjenner blått hydrogen som en løsning for å møte etterspørsel på kort sikt, men det understrekes at målet er en overgang til grønt hydrogen.

Grunnen til satsingen på grønt hydrogen er at blått hydrogen ikke er forenelig med nullutslipp. Karbonfangstprosessen vil i teorien kun kunne dekke mellom 80 og 95 prosent av utslippene fra forbrenning av naturgass. Dette er per i dag ikke oppnådd og det er knyttet stor usikkerhet til hvor vidt det vil være teknisk mulig, og til hvilken kostnad, man kan realisere nivået av karbonfangst som legges til grunn av IEA³¹.

Ny forskning viser også at klimagevinsten av blått hydrogen kan være langt mindre enn forventet. Dette er grunnet utslipp og lekkasje av metan i verdikjeden til gass. Dersom dette tas betraktning vil blått hydrogen i et livssyklusperspektiv kun ha marginalt lavere utslipp enn produksjon av grått hydrogen³².

Det høye utslippsnivået vil kunne bidra som en demper for etterspørselen etter blått hydrogen. Høyere karbonpriser vil kunne gjøre det ulønnsomt sammenliknet med grønt hydrogen, og dersom de høyere utslippsnivåene legges til grunn kan det medføre at etterspørselen etter blått hydrogen vil kunne havne langt under det som forutsettes av IEA. Dette vil medføre at man risikerer å få lavere etterspørsel også etter gass, noe som ytterligere kan svekke lønnsomheten til utvikling av nye felt på norsk sokkel.

OPPSUMMERING



OPPSUMMERING

Norge utsetter seg for en betydelig økonomisk risiko ved å fortsette å utvinne olje og gass. Rapportene fra FNs klimapanel og IEA viser at vi har ingen tid å miste dersom vi skal forsøke å begrense skadevirkningene av den globale oppvarmingen. Våre viktigste handelspartnere for norsk gass setter seg ambisiøse klimamål der det ikke er noe rom for fossile ressurser. Dersom de fossilproduserende landene ikke tar innover seg at etterspørselen vil reduseres, vil markedet oversvømmes av for mye gass, som igjen vil føre til fall i prisene. For Norges del innebærer dette en stor risiko ettersom staten tar mer enn 90 prosent av investeringskostnadene gjennom det midlertidige oljeskatteordningen. Som denne rapporten viser, kan kombinasjonen av dårlige prosjekter, strammere klimapolitikk og det svært investeringsgunstige oljeskatteordningen føre til at oljeselskap kan utvikle og tjene penger på prosjekter selv om de vil være ulønnsomme for fellesskapet. Eksemplet med Hasselmuus viser at OKEA og de andre eierne får en mergevinst på 179 millioner kroner som med det ordinære skatteordningen ville tilfalt skattebetalerne. Mens Aasta Hansteen vil gi den norske staten et tap tilsvarende byggingen av et nytt regjeringsskivartal. Det er skattebetalerens penger og vår framtidige velferd som står på spill dersom vi fortsetter med dagens oljepolitikk. Særlig i umodne områder som i Barentshavet som både har sårbar natur og som mangler infrastruktur framstår det som uansvarlig å skulle fortsette å lete etter mer olje og gass.

Vi ser også at en mulig etterspørselsvekst av gass på grunn av behov for hydrogen heller ikke vil bidra til gunstigere økonomiske forutsetninger for gass. Blått hydrogen vil heller ikke være en langsiktig energibærer for land som planlegger å bli karbonnøytrale i 2050 ettersom det fortsatt er betraktelige utslipp assosiert med produksjonen av blått hydrogen.

Det er ikke bare økonomisk uansvarlig. Disse investeringen bygger også opp under en økologisk katastrofe. Aldri har forskerne eller analytikerne vært mer tydelige på at det ikke er plass til mer olje og gass dersom vi skal nå klimamålene. Derfor må Stortingsvalget i 2021 bli et klimavalg. Vi trenger politikere som tar innover seg statens klimarisiko og som gjør Norge klare for overgangen til et nullutslippssamfunn.

WWF mener at:

- Norge må stanse all leting etter olje og gass på norsk sokkel, både i modne og umodne områder.
- Særfradragene i oljeskatteordningen må fjernes og statens investeringsrisiko reduseres.
- Det bør innføres en omstillingsavgift på all olje og gass som produseres, der midlene øremerkes til grønn omstilling og overgangen til fornybarsamfunnet.
- Det bør også settes ned en omstillingskommisjon som kan sørge for en rettferdig utfasingen fra olje over til nye og grønne næringer.

Kilder

- 1 FNs klimapanelers sjette synteserapport, del 1 <https://www.ipcc.ch/assessment-report/ar6/>
- 2 https://www.globalcarbonproject.org/carbonbudget/20/files/GCP_CarbonBudget_2020.pdf.
- 3 (Miller et al (2013), Anthropogenic emissions of methane in the United States)
- 4 EnergyWatchGroup (2019) <http://energywatchgroup.org/erdgas-leistet-keinen-beitrag-zum-klimaschutz>
- 5 (Stefan Schwietzke e.a., Upward revision of global fossil fuel methane emissions based on isotope database, in Nature volume 538, pages 88–91 (06 October 2016)
- 6 <https://www.npd.no/fakta/publikasjoner/rapporter/ressursrapporter/ressursrapport-2020/>
- 7 <https://www.npd.no/fakta/ressursregnskap-og-analyser/ressursrekneskap-per-31.12.2020/>
- 8 <https://www.wwf.no/klima-og-energi/kampen-om-iskanten>
- 9 <https://www.aftenposten.no/norge/politikk/i/rgmpLm/rekordlav-interesse-fra-oljeselskapene-for-aa-lete-i-foelsomme-omraader-i>
- 10 <https://www.norskipetroleum.no/produksjon-og-eksport/eksport-av-olje-og-gass/>
- 11 <https://www.ssb.no/statbank/table/08804>
- 12 Gassco (2020), «Vurdering av gasstransportalternativer i Barentshavet sør»
- 13 ACER Gas Market Monitoring Report (2020), Powerpoint-presentation by Joaquin Garcia Gimenez.
- 14 <https://www.norskipetroleum.no/fakta/felt/troll/>
- 15 <https://www.npd.no/fakta/publikasjoner/rapporter/ressursrapporter/ressursrapport-2019/felt/lavtrykksproduksjon-pa-ormen-lange/>
- 16 https://ec.europa.eu/clima/policies/eu-climate-action/2030_ctp_en
- 17 <https://www.gov.uk/government/news/uk-enshrines-new-target-in-law-to-slash-emissions-by-78-by-2035>
- 18 Impact assessment, EU-kommisjonen 2020, Eurostat country sheets 2020
- 19 https://ec.europa.eu/clima/sites/clima/files/eu-climate-action/docs/impact_en.pdf
- 20 <https://www.norskipetroleum.no/produksjon-og-eksport/rortransportsystemet/>
- 21 Rapport International Energy Agency 2021, Net Zero by 2050.
- 22 <https://www.rystadenergy.com/newsevents/news/press-releases/germany-gas-demand-to-top-110-bcm-by-2034-and-nord-stream-2-is-the-cheapest-new-supply-option/>
- 23 Petroleumsskatteloven, <https://lovdata.no/dokument/NL/lov/1975-06-13-35>
- 24 <https://www.regjeringen.no/contentassets/60b88d697f64422882930e8b1b3d470c/no/pdfs/prp201220130097000dddpdfs.pdf>
- 25 [https://www.aftenposten.no/kultur/i/dlOAoq/regjeringskvartalet-kan-koste-365-milliarder-da-er-disse-utgiftene-i-\).](https://www.aftenposten.no/kultur/i/dlOAoq/regjeringskvartalet-kan-koste-365-milliarder-da-er-disse-utgiftene-i-).)
- 26 <https://www.regjeringen.no/no/dep/kld/organisasjon/etater-virksomheter/enova/id2599611/>
- 27 <https://www.regjeringen.no/contentassets/2a7006dca4b0494ba4e09748afce6b77/no/pdfs/prp2018201900010eddddpdfs.pdf>
- 28 https://www.wwf.no/assets/attachments/notat_om_polarled_mai_2018_wwf_verdens_naturfond.pdf
- 29 <https://www.offshore-technology.com/projects/hasselmus-gas-field-development-norwegian-sea/>
- 30 https://ec.europa.eu/clima/sites/clima/files/eu-climate-action/docs/impact_en.pdf
- 31 <https://9tj40250l53byww26jdkaox-wpengine.netdna-ssl.com/wp-content/uploads/Between-Hope-And-Hype-A-Hydrogen-Vision-For-The-UK.pdf>
- 32 <https://onlinelibrary.wiley.com/doi/full/10.1002/ese3.956>

A FUTURE IN WHICH HUMANS LIVE IN HARMONY WITH NATURE



Jobber for å opprettholde den naturlige verden til fordel for mennesker og dyreliv.

sammen for naturen wwf.no

WWF-Norge, organisasjonsnr 952330071MVA og registrert i Norge med reg.nos.
© 1989 pandasymbolet og ® "WWF" registrert varemerke av Stiftelsen WWF Verdens Naturfond (World Wide Fund for Nature), WWF-Norge, Postboks 6784 St Olavs plass, 0130 Oslo,
tlf: 22 03 65 00, epost: wwf@wwf.no, www.wwf.no.

© Shutterstock