



LARS LINDHOLT
Seniorforsker, Statistisk sentralbyrå

Rask solnedgang for norsk olje og gass i en verden der 1,5 °C-målet nås?¹

Norge har sluttet seg til Parisavtalen og 1,5 °C-målet, som innebærer at verden må nå netto null utslipp av CO₂ innen midten av dette århundret. Norsk økonomi lener seg fortsatt tungt på olje- og gassinntekter med et betydelig innslag av ressursrente. Dermed blir det et viktig spørsmål for Norge hvor raskt det grønne skiftet snevrer inn etterspørselen etter olje og gass, og hvilken grad det vil være rom for fremtidige investeringer i petroleum på norsk sokkel.

IEAs global netto null-utslippsscenario som kan lede til 1,5 °C-målet er utgangspunktet for modellanalysen av norsk olje og gass i denne artikkelen. Det innføres både globale etterspørsels- og tilbudssidetiltak slik at målet nås. Denne artikkelen finner noe overraskende at de samlede inntektene fra norsk sokkel ikke trenger å falle i særlig grad.

INNLEDNING

Parisavtalen ble styrket på klimamøtet i Glasgow i 2021 til å begrense global temperaturøkning til under 1,5 °C sammenlignet med førindustrielt nivå. For å oppfylle et slikt mål må verden redusere CO₂-utslippene til netto null rundt 2050, ifølge en spesialrapport fra IPCC (Masson-Delmotte mfl., 2018). IEA publiserte en studie (IEA, 2021) som beskriver hvordan den globale energisektoren kan nå netto nullutslipp innen 2050, og holde global oppvarming innenfor 1,5 °C-målet. Deres netto null-utslippsscenario -Net

Zero Emission (NZE) scenario- er noe strengere enn scenarioene i spesialrapporten til IPCC, ved at netto null nås litt tidligere og ved mindre bruk av karbonfangst og -lagring (CCS).

Selv om det er mulig å oppnå store utslippsreduksjoner ved å iverksette strenge tiltak, viser Lindholt og Wei (2023) at det i praksis vil være en svært utfordrende oppgave å nå NZE innen 2050. Uansett vil streng global klimapolitikk som i NZE IEA-scenarioet få konsekvenser for produsenter av fossile brensler. Denne artikkelen tar sikte på å diskutere virkningene på petroleumsaktiviteten på norsk kontinentalsokkel, som kan karakteriseres som en moden provins der produksjonen trolig vil begynne å avta om et

¹ Takk for gode kommentarer fra Samfunnsøkonomens anonyme konsulent og redaktør Rune Jansen Hagen, og for innspill fra Knut Einar Rosendahl og Ådne Cappelen. Arbeidet er finansiert av ENERGIX-programmet til Norges forskningsråd (303486).

par år. Jeg har ikke sett noen studier som ser på konsekvensene av NZE IEA for petroleumsinvesteringer og produksjon i ett enkelt land. Jeg understreker at analysen av NZE IEA-scenarioet i IEA (2021) nesten ikke inneholder informasjon om enkeltland.

De utslippsreducerende tiltakene kan deles inn i etterspørselssidepolitikk som påvirker forbrenningen av fossil energi, og tilbudssidepolitikk som er rettet mot utvinningen av fossil energi. Tallrike rapporter og studier har så langt nesten bare fokusert på etterspørselssidepolitikk, mens svært få har sett på hvilke tilbudssidetiltak som kan innføres (Lazarus og van Asselt, 2018). NZE IEA er intet unntak ettersom det kun fokuserer på etterspørselssiden. Imidlertid har det kommet studier som tyder på økende interesse i retning av politikk som regulerer produksjon av fossilt brensel. Dette kan være tiltak som reduserer leting etter fossil energi og/eller direkte reduserer utvinningstakten (Asheim mfl., 2019). Slike tiltak vil føre til høyere priser på fossil energi som reduserer forbruket.

I denne studien tar jeg for meg tiltak på etterspørselssiden som CO₂-avgifter, økt energieffektivitet og mer fornybar energi i elektrisitetsproduksjonen. Men i tillegg til disse tiltakene som tar sikte på å redusere etterspørselen etter fossilt brensel, innfører jeg også tilbudssidepolitikk som i stor grad begrenser fremtidig utvinning av fossilt brensel. Jeg viser at politikk utformet for å begrense etterspørselen etter fossilt brensel direkte fører til reduserte markedspriser på slik energi². Derfor vil politikk på etterspørselssiden redusere inntektene til produsentene av fossilt brensel. På den annen side vil politikk som begrenser tilbudet øke markedsprisene. Å bruke en blanding av etterspørsels- og tilbudssidepolitikk kan dermed føre til økende, synkende eller til og med konstante markedspriser. Dette vil ha ulike konsekvenser for fossile produsenter, som for eksempel olje- og gasselskapene i Norge. Jeg viser at inntektene til selskapene faktisk kan øke i som en følge av innføringen av en kombinasjon av globale etterspørselssidetiltak og streng tilbudssidepolitikk.

Et annet kjennetegn ved min studie er at jeg implementer klimapolitikk på en global skala for å redusere utslipp og studerer effekten på ett land. Mange studier ser på effekten av en kombinasjon av tilbuds- og etterspørselssidepolitikk i et enkelt land. Fæhn mfl. (2017) studerer analytisk og numerisk hvordan innenlandsk etterspørsels- og tilbudssi-

² Jeg bruker begrepet markedspris (eller bare pris) om produsentpris og sluttbrukerpris om den prisen forbrukerne betaler.

depolitikk i Norge kan påvirke globale utslipp. Resultatene indikerer at rundt 2/3 av utslippsreduksjonene bør komme gjennom tilbudssidetiltak i Norge, gitt en kostnadseffektiv reduksjon av globale utslipp. Prest (2022) viser at problemer med karbonlekkasje kan oppstå som en følge av både tilbuds- og etterspørselssidepolitikk i et land. Høyere priser kan føre til høyere produksjon i andre land, mens lavere priser kan stimulere etterspørselen i andre land. Når både tilbuds- og etterspørselssidetiltak iverksettes, kan derimot karbonlekkasjen reduseres eller til og med elimineres.

Først leter petroleumsselskapene etter ressurser, deretter bygger de ut reservene og til slutt produserer de olje og gass. På hvilket stadium kan det være mest aktuelt å innføre tilbudssidetiltak? En stor del av fremtidens olje- og gassproduksjon er basert på investeringskostnader som allerede er påløpt (sunk cost). Å implementere politikk med sikte på å redusere produksjonen fra felt i en tidlig produksjonsfase kan føre til store kostnader for både bedrifter og myndigheter. Årsaken er at de påløpte investeringskostnadene til selskapene ennå ikke er tjent inn. Dette er også tilfelle for olje- og gassfelt som er under utbygging. Derfor er det mest rimelig å fokusere på funn der den endelige investeringsbeslutningen ennå ikke er tatt, samt leteaktivitet (Mohn, 2019). Denne studien er i tråd med dette ved at tilbudssidetiltaket innebærer stans i nye olje- og gassinvesteringer inklusive all leteaktivitet i nye og modne områder. Disse investeringene inkluderer også økt petroleumsutvinning av allerede utbygde reserver.

Denne studien bygger på et nyere arbeid om effektene på de globale energimarkedene av et 1,5 °C-scenario (Lindholt og Wei, 2023). De innfører ulike globale utslippsreducerende tiltak samtidig fra 2021 for å oppnå netto nullutslipp i 2050, noe som er nødvendig for en 1,5 °C verden. De foretar en «myk» sammenkobling (soft-link) av en energimodell (FRISBEE) og en makroøkonomisk generell likevektsmodell (GRACE). På denne måten utvikler Lindholt og Wei (2023) et lignende scenario som NZE IEA til 2050 for både etterspørselen etter fossile brenslere og totale CO₂-utslipp. Denne studien anvender energimodellen FRISBEE, men utnytter de endogene variablene fra den generelle likevektsmodellen GRACE. Jeg innfører de samme globale tiltakene som Lindholt og Wei (2023), men mitt fokus er på petroleumsaktivitet på norsk sokkel.

Med det opplegget som er skissert ovenfor tilpasser alle land seg momentant til den strenge etterspørsels- og tilbudssidepolitikken. I et mer realistisk scenario vil noen land innføre mindre strenge tiltak, mens andre land vil

vente og se hvordan situasjonen utvikler seg. Hva vil være konsekvensene av en slik endring i forutsetninger? Det forutsettes også at nye investeringer stanses momentant som følge av direkte regulering. Man kan også se for seg at myndighetene benytter andre virkemidler som f.eks. skatter som potensielt vil ha samme effekt. Hva vil konsekvensene av dette være? Dette vil bli diskutert nedenfor. Jeg vil også kommentere resultatene som nylig er publisert i IEA (2023), som er en oppdatering av analysen av NZE IEA-scenariot i IEA (2021).

MODELLBESKRIVELSE

FRISBEE er en rekursiv, dynamisk partiell likevektsmodell for de globale energimarkedene med 18 regioner. Modellbeskrivelse finnes i Aune mfl. (2005) og Lindholt (2021), med vekt på olje- og gassektorene. FRISBEE har tidligere blitt brukt til studier av petroleumsutvinning (Lindholt, 2021; Lindholt og Glomsrød, 2018), utslipp fra skipsfart og petroleumsvirksomhet i Arktis (Peters mfl., 2011) og virkninger av omstilling av petroleumsnæringen (Aune mfl., 2010). I den nåværende modellversjonen er startåret 2012 og dermed er prisene oppgitt i 2012-USD. Modellen er rekursiv og løses sekvensielt år for år. Den dekker fossilt brensel og fornybar energi. Forøvrig baseres elektrisitetsproduksjonen på fossil og ikke-fossile energikilder.

Modelleringen av det globale oljemarkedet og de regionale gassmarkedene er mest detaljert³, mens markedene for kull, elektrisitet og fornybar energi er modellert på en enklere måte. Fossilt brensel omsettes mellom regioner, mens elektrisitet handles innenfor hver region. Olje og kull handles gjennom en felles pool, mens det er bilateral gasshandel mellom regioner som avhenger av transportkostnadene. Det er frikonkurranse på gass- og kullmarkedene. Verdensmarkedsprisen på olje er eksogen ettersom OPEC tilfredsstiller residualetterspørselen, som er forskjellen mellom global etterspørsel og ikke-OPEC-tilbud til den gjeldende oljepris. Jeg bruker to eksogene oljeprisscenarier; Referanseoljeprisen er hentet fra IEA (2019), mens oljeprisen i NZE-scenariot er fra Lindholt og Wei (2023). Forutsetningen om en eksogen oljepris innebærer at global etterspørsel og ikke-OPEC-tilbud bestemmes uavhengig av hverandre. Selv om det er bilateral gasshandel mellom regioner, antar FRISBEE at gassmarkedet er globalt og integrert på grunn av reduksjon i kostnadene ved transport

av LNG. Innenfor gassmarkedene har man frikonkurranse med endogene gasspriser i hver region. Investeringer i økt transportkapasitet mellom regioner er basert på lønnsomhet. Ny gasstransportkapasitet kan være sjøtransport av LNG og/eller rørledning for gass.

FRISBEE har en detaljert modellering av investeringer og produksjon av olje og gass, som tar eksplisitt hensyn til leting, feltutvikling og produksjon. Olje- og gassaktivitet finner sted i 18 regioner. For olje og gass skiller det mellom tre faser, dvs. den første fasen inneholder uoppdagede felt, den andre oppdagede, men utbygde felt og den siste fasen med utbygde felt i produksjon. Uttak fra utbygde felt fastsettes slik at produsentprisene eksklusive bruttoskatter er lik marginale driftskostnader. Kostnadsfunksjonene er kalibrert basert på data over produksjonskostnader i ulike regioner.

Olje- og gasselskap kan investere i nye felt og i økt olje/gassutvinning i utbygde felt. Uten investeringer i nye reserver må produksjonen baseres på allerede utbygde påviste reserver. Et viktig tiltak på tilbudssiden er å stanse nye petroleumsinvesteringer. Ingen nye investeringer i olje- og gassreserver er også sentralt i NZE IEA-scenariot, men bare som et resultat av strenge tiltak på etterspørselssiden som fører til så lav etterspørsel at det ikke er nødvendig med ytterligere investeringer. Investeringsbeslutninger i olje og gass i FRISBEE er basert på forventede netto nåverdiberegninger i hver region. Forventet nåverdi avhenger av forventet olje- og gasspris, som er gjennomsnittet over de siste seks årene, tiden fra investeringsbeslutning til maksimal platåproduksjon, et realavkastningskrav som er satt til 10 prosent, drifts- og kapitalkostnadene, og netto og brutto skattesatser. Investeringer retter seg først mot de mest lønnsomme feltene, og etter hvert også mot de mer avsideliggende og kostbare områdene. Dette fører til en geografisk spredning av produksjonen. Olje- og gasselskapene investerer i alle prosjekter som gir positiv nåverdi. Nye olje- og gassfunn i hver region er en funksjon av mengden uoppdagede ressurser og forventede priser. I modellen er olje- og gassreservene oppdatert med felldata fra ulike ressursrapporter fra Oljedirektoratet utgitt etter 2012, der den siste er Oljedirektoratet (2021).

Det er frikonkurranse og endogene priser på de regionale kullmarkedene. Sluttbrukerprisene på kull bestemmes av en global kullmarkedspris og regionale transportkostnader. Det skiller ikke mellom investerings- og produksjonsfasen. Kostnadene øker i akkumulert tilbud i hver region, men jeg antar teknologisk fremgang som fører til lavere kostnader.

³ For dette modellarbeidet har jeg hatt tilgang til den omfattende IHS Energy-feltdatabasen, se www.ihs.com.

Regionalt tilbud fastsettes slik at produsentprisen er lik marginale driftskostnader. Kostnadsfunksjonene er kalibrert basert på data over produksjonskostnader i ulike regioner.

Regional elektrisitetsproduksjon bestemmes av elektrisitetsprisen, priser på innsatsvarer, CO₂-avgifter og produksjonskostnader. Tilbudet av ikke-fossil energi (fornybar og kjernekraft) til regional kraftproduksjon er eksogent gitt, og jeg konstruerer både et referanse- og et netto nullutslippsscenario for ikke-fossile brenslere, der det sistnevnte er NZE IEA-scenariot.

Etterspørselen etter alle sekundære energivarer er log-lineære funksjoner av inntekt og sluttbrukerpriser. Videre innføres det autonom energieffektivisering (AEEI)⁴ som er et viktig tiltak i denne studien for å redusere fossil etterspørsel slik at netto nullutslipp kan nås innen 2050. Sluttbrukerprisene er summen av produsentpriser, kostnader til transport, distribusjon og raffinering, og CO₂-avgifter. Innføring av CO₂-avgifter er også et sentralt etterspørselssidetiltak i denne studien. De endogene variablene i FRISBEE er tilbud, etterspørsel og priser på gass, kull og elektrisitet samt tilbud og etterspørsel av olje i hver region.

GLOBALT REFERANSESCENARIO

Denne studien følger Lindholt og Wei (2023) som bruker IEAs STEPS-scenario⁵ som et referansescenario for de globale energimarkedene (IEA, 2019). I dette referansescenariot vokser etterspørselen etter primærenergi med 25 prosent til 2040. Derfor nås det også en topp i globale energirelaterte CO₂-utslipp i 2040, fordi befolknings- og BNP-vekst fører til et stadig økende forbruk av fossil energi som oppveier utslippsreduksjoner som følge av klimapolitikk.

Befolkningsutvikling, BNP-vekstrater og CO₂-priser i hver region i FRISBEE er hentet fra STEPS i IEA (2019). Det er også volumene av ikke-fossile brenslere (fornybart pluss kjernekraft) i kraftsektoren i hver region. Den eksogene oljeprisprofilen er også hentet fra IEA (2019). Etter å ha inkludert alle tiltak og eksogene variabler, simuleres referansescenariot. I Lindholt og Wei (2023) kommer det frem at tidsprofilen for globalt forbruk av fossilt brensel og utslipp av CO₂ i referansescenariot i FRISBEE samsvarer

⁴ Engelskspråklig fagterm er autonomous energy efficiency improvement.

⁵ STEPS: the STated (Energy) Policies Scenario.

bra med STEPS.⁶ Nedenfor vil jeg blant annet beskrive norsk petroleumsproduksjon i referansescenariot til 2050.

GLOBALT NET ZERO EMISSION SCENARIO

Jeg bruker strategien i Lindholt og Wei (2023) til å etablere en lignende bane som NZE IEA til 2050 for etterspørsel etter fossil energi samt totale CO₂-utslipp.⁷ Jeg iverksetter altså identiske globale tiltak som Lindholt og Wei (2023), men mitt fokus er på norsk sokkel og ikke globale energimarkeder. Først sammenkobles (soft-link) energimodellen FRISBEE med en generell likevektsmodell GRACE for å utvikle NZE-scenariot. Denne «myke» samkoblingen innebærer å sette endogene variabler fra den ene modellen inn i den andre modellen. På dette stadiet innføres de regionale endogene BNP-vekstratene fra NZE-scenariot i GRACE til FRISBEE. I motsetning til NZE IEA, der BNP-veksten er eksogen, kan jeg derfor ta hensyn til den gjensidige påvirkningen mellom utslippsreducerende tiltak og økonomisk vekst representert ved BNP.

For å nå NZE-målet iverksettes ulike tiltak (se Tabell 1). Jeg innfører årlige CO₂-avgifter for hver region i tråd med NZE IEA-scenariot. Videre bruker jeg eksogene regionale volumer av ikke-fossile brenslere i kraftsektoren hentet fra NZE IEA.

I tillegg økes energieffektiviseringen i etterspørselen etter olje til 4 prosent per år for å harmonere med IEA (2021). IEA innfører en reduksjon i energiintensitet (energibruk/BNP) på over 4 prosent per år mellom 2020 og 2030 og nesten 3 prosent mellom 2030 og 2050. Jeg understreker at en endring i energiintensitet også kan inkludere en overgang til mindre energiintensive sektorer i tillegg til ren effektivisering. I FRISBEE er etterspørselen etter alle energivarer log-lineære funksjoner av inntekt (BNP), sluttbrukerpriser og AEEI. Dette betyr at en økning i AEEI på x prosent fører til en nedgang i etterspørselen på x prosent for gitte priser og inntekt. IEA (2021) understreker at 4 prosent per år er omtrent tre ganger den gjennomsnittlige intensitetsnedgangen de siste tjue årene. Å få til slike forbedringer vil selvsagt være svært utfordrende. Jeg under-

⁶ STEPS-scenariot går frem til 2040, men jeg simulerer modellen til 2050 da dette er projeksjonsperioden i NZE IEA.

⁷ Fokuset til Lindholt og Wei (2023) er på globale markeder. De beskriver at effekten av å innføre ulike etterspørsels- og tilbudssidetiltak i en global skala er å redusere fossilt brenselforbruk og tilsvarende utslipp til rundt 90 prosent fra referansescenariot i 2050. Utslippene i NZE IEA reduseres med 95 prosent. En årsak til at reduksjonen er større i NZE IEA er blant annet at den inkluderer frivillig og ubetinget atferdsendringer i befolkningen.

Tabell 1: Forutsetninger og tiltak for å nå NZE FRISBEE.

Forutsetninger/Tiltak	Beskrivelse
Eksogene BNP-vekstrater	Innføre de regionale endogene BNP-vekstratene fra NZE-scenariot i den makro-økonomiske generelle likevektsmodellen GRACE til FRISBEE.
CO ₂ -avgifter	Innføre regionale CO ₂ -avgifter i tråd med NZE IEA.
Kraftsektoren	Eksogene regionale volumer ikke-fossil energi (fornybar og kjernekraft) i kraftsektoren hentes fra NZE IEA. ¹
Autonom energieffektivisering (AEEI)	4 prosent per år for oljeetterspørsel; 7,8 prosent for gassetterspørsel.
Stanse investeringer	Ingen nye investeringer i nye eller utbygde felt, og heller ingen leteaktivitet i nye eller modne områder.
Eksogen oljepris	Bruker endogen oljepris fra NZE-scenariot i GRACE som ny eksogen oljepris i FRISBEE.

¹ Jeg har de regionale volumene av ikke-fossil energi per år for Sustainable Development Scenario i IEA (2022). Jeg har totalt globalt volum av ikke-fossil energi i NZE per år. Jeg justerer de regionale tallene i SDS oppover (med globalt volum av ikke-fossil energi i NZE delt på globalt volum av ikke-fossil energi i SDS).

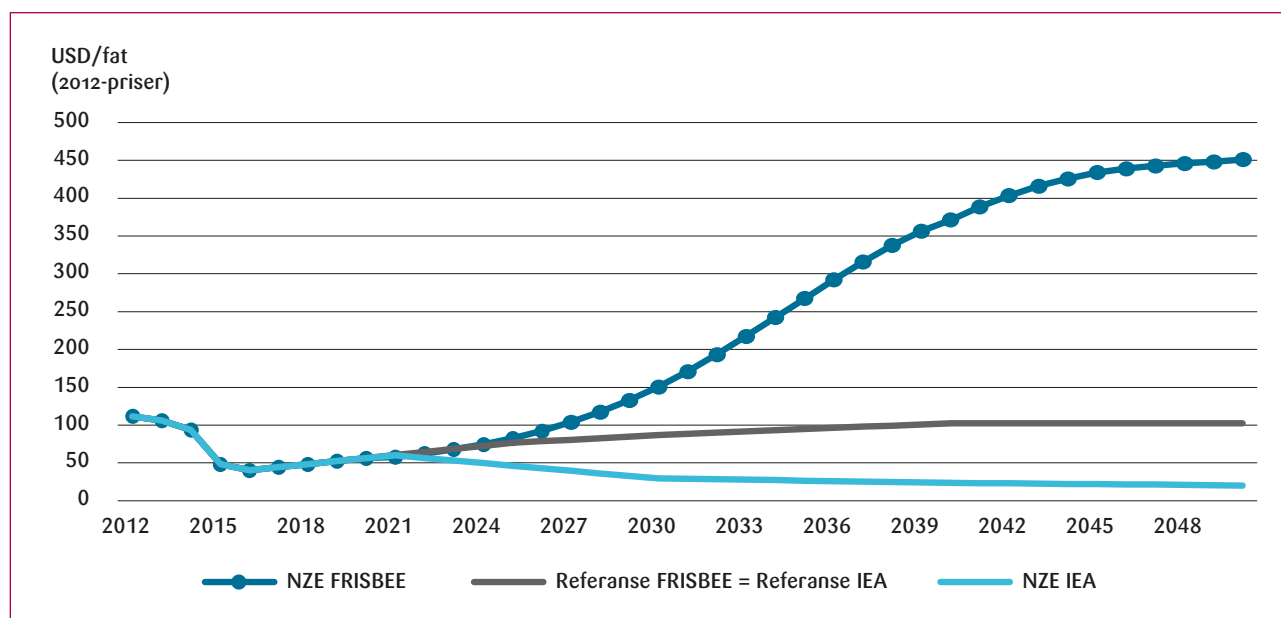
streker her at man må innføre en AEEI på nesten 8 prosent per år for at etterspørselen etter gass skal være omtrent på linje med NZE IEA, og dette vil jeg komme tilbake til nedenfor.

Jeg stanser også alle nye investeringer i påviste reserver (produserende felt) og uoppdagede ressurser (leteaktivitet) i alle produsentland for olje og gass, inklusive Norge. Jeg ser bort fra at enkelte land har klimapolitikk utover det som nevnes i Tabell 1. La oss starte med effektene på det norske oljemarkedet.

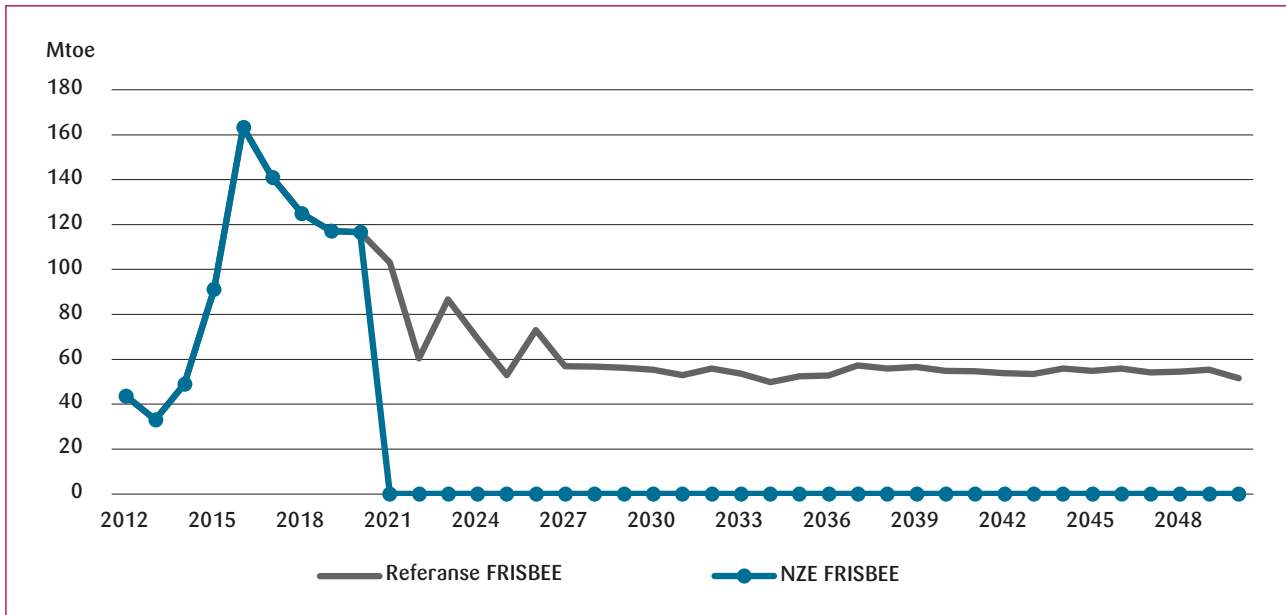
OLJEMARKEDET OG EFFEKTER PÅ NORSK AKTIVITET

La oss først se på oljeprisen. Figur 1 viser oljeprisutviklingen i referanse- og NZE-scenariene. Referansescenariot i FRISBEE er basert på STEPS-scenariot til IEA (2019).⁸ Realoljeprisen (2012-USD) øker til 102 USD i 2040, som er det siste året med pristall. Når jeg studerer effektene frem til 2050, holder jeg ganske enkelt realoljeprisen konstant etter 2040.

⁸ IEA (2019) presenterer kun pristall for spesifikke år, men jeg beregner data for alle år gjennom interpolasjon. Det samme gjelder for NZE IEA-scenariot.



Figur 1: Oljepris i referanse- og NZE-scenarier



Figur 2: Totale investeringer i nye oljereserver i referansescenario og NZE-scenario

IEA (2021) benytter ulike etterspørselssidetilak for å få til en kraftig nedgang i etterspørselen etter olje, gass og kull i tråd med NZE IEA. Dette fører til at oljeprisen (2012-priser) i NZE IEA-scenarioet faller kraftig til rundt 30 dollar per fat i 2030 og 20 dollar per fat i 2050.⁹ IEA (2021) understreker at med en slik prisutvikling er det ikke nødvendig med nye investeringer i oljefelt fra og med 2021. Ettersom tilbudet automatisk tilpasser seg det nye lave etterspørselsnivået, er det derfor ikke nødvendig med en aktiv tilbudssidepolitikk. Den lave oljeprisen i 2050 vil opprettholde produksjonen i felt med relativt lave kostnader, fremfor alt i Midtøsten.

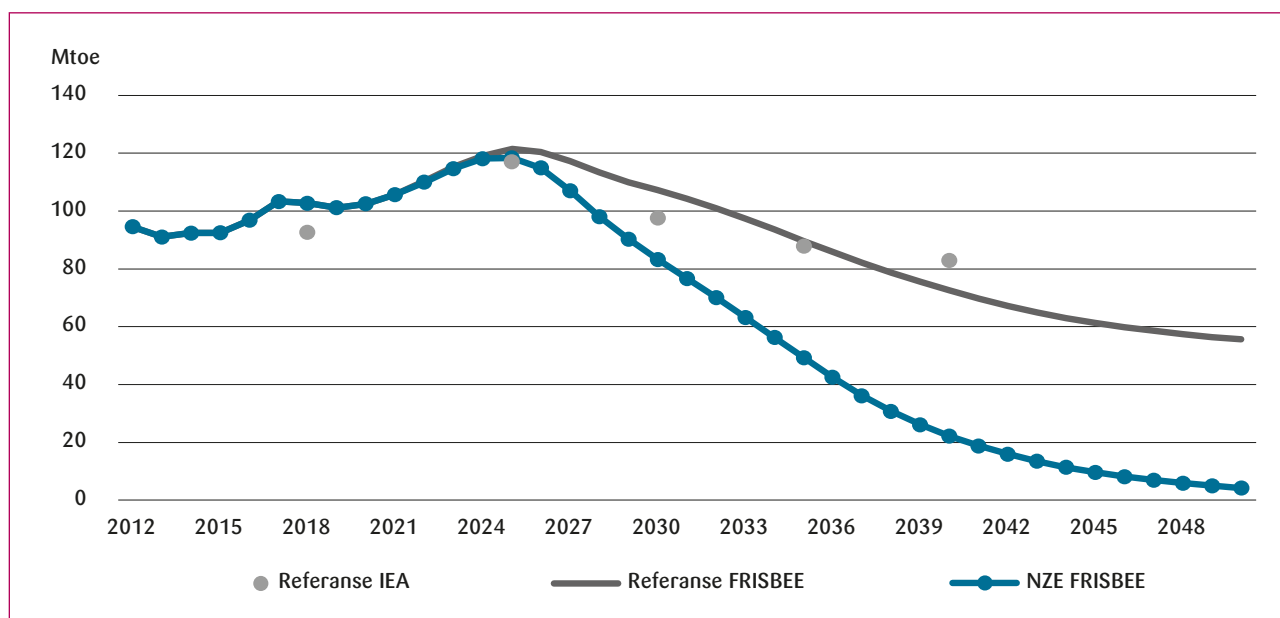
Sammenkobling av modellene innebærer at jeg tar serien for realoljepris og BNP-vekst fra GRACE og simulerer FRISBEE med disse dataene. Spesielt vesentlig er det at oljeprisen fra GRACE blir den nye eksogene prisen i NZE FRISBEE-scenarioet. Figur 1 viser at denne oljeprisen når over 400 USD (2012-priser) per fat i 2050, noe som er fire ganger høyere enn referanseoljeprisen. Denne prisøkningen skyldes en gradvis reduksjon over tid i oljereserver som er tilgjengelige for produksjon i den generelle like-

⁹ Dersom denne oljeprisen implementeres i NZE FRISBEE oppnås ikke den nødvendige reduksjonen i tilbudet (=etterspørselen). Årsaken er at produksjonen er knyttet til tidligere investeringer i nye reserver og dette definerer den til enhver tid gjeldende produksjonskapasiteten, som igjen setter en grense for hvor mye produksjonen kan reduseres.

vektsmodellen GRACE. En slik oljepris fører til at den globale oljeetterspørsel i FRISBEE faller med 89 prosent fra referansescenarioet i 2050. Husk at for å oppnå denne reduksjonen innføres det også CO₂-priser, de eksogene volumene av ikke-fossil energi i kraftsektoren i henhold til NZE IEA og en AEEI på 4 prosent per år. Imidlertid har den strenge tilbudspolitikken klart sterkere effekt på oljeprisen enn etterspørselstiltakene.

Redusert forbruk av olje kan oppnås med både høye og lave oljepriser. IMF (2022) viser også at NZE-scenarioet kan være i overenstemmelse med både økende og fallende oljepriser. Når de kun vurderer tiltak på etterspørselssiden, synker oljeprisen til 20 USD per fat i 2030. Når fallende oljeproduksjonen drives av tilbudssidetiltak, lik den som iverksettes i NZE FRISBEE, vil dette resultere i et sterkt press oppover på prisen som i IMF (2022) når omtrent 190 USD per fat i 2030. Figur 1 viser at denne oljeprisen er noe høyere enn prisen i 2030 i NZE FRISBEE-scenarioet.

La oss se på utviklingen i oljeinvesteringene i Mtoe (millioner tonn oljeekvivalenter) på norsk sokkel ved simulering av FRISBEE. Figur 2 viser at i referanseoljeprisscenarioet er investeringene i nye reserver generelt på en fallende



Figur 3: Norsk oljeproduksjon i referansescenarioer og NZE-scenario

trend fra 2021 til 2027.¹⁰ Investeringene følger et syklisk mønster i denne perioden. Deretter flater investeringene ut til et gjennomsnittlig nivå på rundt 55 Mtoe per. I NZE FRISBEE-scenarioet stopper nye investeringer fra og med 2021.

La oss se på effektene på norsk oljeproduksjon. Figur 3 viser produksjonen i referanseoljeprisscenarioet i FRISBEE. Produksjonsnivået samsvarer relativt godt med den faktiske utviklingen frem mot 2021. Figuren viser at produksjonen øker fra rundt 2020 som for øvrig er i tråd med anslag fra Norsk Petroleum (2023). Årsaken til denne økningen er oppstarten av det gigantiske oljefeltet Johan Sverdrup i Nordsjøen. Fra rundt 2026 synker imidlertid det totale tilbudet jevnt over perioden frem til 2050. Da er oljeproduksjonen nesten 50 prosent lavere enn nivået i 2020.

Hvordan samsvarer referansescenarioet i FRISBEE for Norge med IEA STEPS?¹¹ Figur 3 viser at oljeproduksjonen generelt er høyere i FRISBEE enn i STEPS frem til 2035, mens den er noe lavere i 2040.¹²

¹⁰ Jeg tar ikke hensyn til de attraktive skattevilkårene som ble innført i 2020 for å øke olje- og gassinvesteringene.

¹¹ IEA (2019) presenterer ikke oljetall for Norge. Jeg beregner dataene fra IEA for Norge som en konstant andel av utviklingen over tid i produksjonen i hele Europa minus produksjonen i EU.

¹² Jeg vurderer ikke kortsiktige svingninger som nedgang i oljeetterspørsel og pris i 2020 på grunn av COVID-19-pandemien.

Figur 3 viser at stans i oljeinvesteringer fra 2021 fører til en relativt rask nedgang i produksjonen. Etterspørselssidertiltakene har ingen direkte effekt på norsk tilbud, da oljeprisen er gitt.¹³ I 2050 er oljetilbudet 92 prosent lavere enn i referansescenarioet i FRISBEE (som er en noe høyere reduksjon enn global etterspørselsnedgang for olje på 89 prosent). Det er imidlertid nesten ingen reduksjon i produksjonen før 2025, og årsaken er blant annet at utvinningsen i stor grad er basert på det lønnsomme gigantfeltet Johan Sverdrup som har store allerede utbygde påviste reserver som ikke blir påvirket av en stans i investeringene. Jeg finner at akkumulert produksjon går ned med 37 prosent frem til 2050. Jeg understreker at IEA (2021) ikke presenterer produksjonstall for hverken olje (eller gass) for land eller regioner i NZE IEA-scenarioet.

Siden norsk oljeproduksjon faller relativt raskt, kunne man tro at oljeproducentene ville tape på innføring av strenge klimatiltak. Den sterke økningen i NZE FRISBEE-oljeprisen motvirker imidlertid tapet av produksjon i en slik grad at netto nåverdien av fremtidige oljeinntekter øker slik

¹³ Indirekte påvirker imidlertid etterspørselssidertiltakene oljeprisen i GRACE-modellen, og dermed til syvende og sist norsk tilbud siden oljeprisen fra GRACE er implementert i FRISBEE.

Tabell 2: Netto nåverdier av fremtidige oljeinntekter i FRISBEE referanse- og NZE-scenariot. Milliarder USD.

Selskap Referansescenario	Stat Referansescenario	Total Referansescenario	Selskap NZE	Stat NZE	Total NZE
87	434	521	130	653	783

Tabell 2 viser. Netto nåverdien for selskapene og staten¹⁴ øker med henholdsvis 49 prosent og 50 prosent fra referansescenariot til NZE-scenariot, noe som gjør at samlede inntekter også øker med 50 prosent. Derfor kan det være gunstig for produsentene at det innføres strenge tilbudssidetiltak på det globale oljemarkedet (i tillegg til etterspørselstiltakene).

Med det opplegget som er skissert ovenfor tilpasser alle land seg momentant og fullt og helt til en streng etterspørsels- og tilbudssidepolitikk. I realiteten kan det være at noen oljeprodusenter blir bekymret for at produksjonen gradvis blir sentrert i noen få land i Midtøsten. Videre kan det være at fattige land som f.eks. Guyana som står på trapene til å bli petroleumsprodusenter ikke er interessert i å holde igjen på produksjonen. Hva vil konsekvensen være av at noen land innfører mindre strenge tiltak og/eller venter og ser hvordan situasjonen utvikler seg? La oss ta Norge som eksempel og ta som utgangspunkt at de reduserer investeringer og oljeproduksjon i mindre grad enn det som er i tråd med 1,5 °C-målet. Basert på analysen i Fæhn mfl. (2017) vil en reduksjon i norsk oljeproduksjon gi høyere pris, noe som gir redusert global etterspørsel og økt produksjon fra andre oljeprodusenter, mens de globale CO₂-utslippene mest sannsynlig vil falle. Tilsvarende vil økt norsk oljeproduksjon (eller mindre reduksjon i tilbudet) gi økte globale utslipp. En slik tilpasning kan føre til at 1,5 °C-målet ikke nås om det ikke settes inn strengere tiltak på et senere tidspunkt. Dersom ikke oljetilbudet reduseres i like stor grad som i 1,5 °C-scenariot, vil dette mest sannsynlig føre til en lavere oljepris, noe som isolert sett vil være negativt for oljeprodusentene. En mindre reduksjon i oljetilbudet vil isolert sett gi økte inntekter fra f.eks. norsk sokkel, men det vil være usikkert hvordan den samlede effekten på inntektene blir. Noen oljeprovinsjer kan tenkes å opptre som gratispassasjerer ved at de ikke reduserer tilbudet i det hele tatt, men likevel nyter godt av en høyere oljepris som følge av at andre reduserer produksjonen.

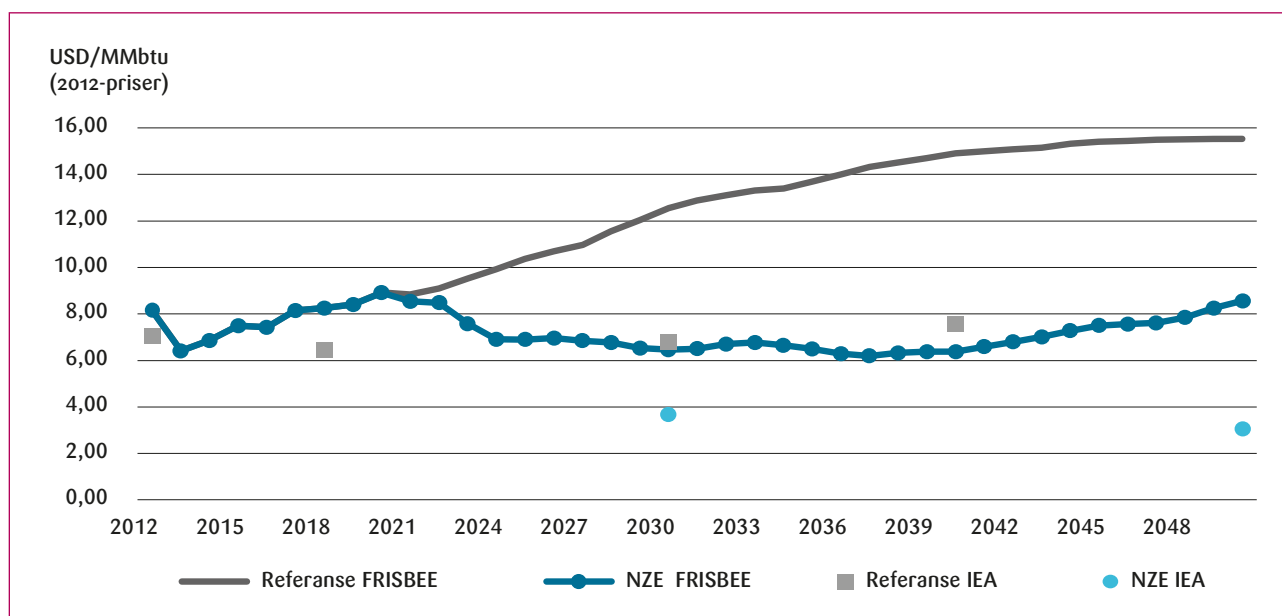
¹⁴ Diskonteringsrenten settes til 7 prosent for selskapene og 4 prosent for staten. Statens inntekter består av skatter. Det sees bort ifra miljø- og arealavgifter, inntekter fra SDØE og utbytte fra Equinor.

I analysen ovenfor forutsettes det at investeringene stanses momentant ved en direkte regulering. Men man kan også se for seg at myndighetene benytter fiskale virkemidler som potensielt kan ha samme effekt på investeringene. En mulighet er å innføre en ekstra produksjonsavgift på den produksjonen som kommer fra nye investeringer. Det vil imidlertid være vanskelig å finne det nivået på avgiften som gjør fremtidige investeringer ulønnsomme, slik at man oppnår den ønskede reduksjonen i produksjonen som beskrevet i Figur 3 ovenfor. I tillegg vil det være et omstridt tiltak all den tid det innebærer en kraftig inntektsoverføring fra selskapene til staten. En annen mulighet myndighetene har er å sette et tak for fremtidig produksjon og innføre et system med omsettelige utvinningstillatelser. Et slikt virkemiddel vil være kostnadseffektivt i den forstand at ressursene med de høyeste utvinningskostnadene vil forbli i bakken, noe som vil begrense inntektstapet som følge av redusert fremtidig produksjon. Selv om det på denne måten vil føre til lavere kostnader enn ved direkte regulering, vil man måtte kontrollere at selskapene ikke produserer mer enn det utvinningstillatelsene tilsier, noe som vil innebære ekstra kostnader.

GASSMARKEDET OG EFFEKTER PÅ NORSK AKTIVITET

Jeg skal nå studere gassmarkedet. Mitt utgangspunkt er gjennomføring av de samme klimapolitiske tiltakene som for olje; innføring av CO₂-priser og økt ikke-fossil energi i kraftproduksjon i tråd med NZE IEA. Jeg innfører også en AEEI på 4 prosent per år og stans i nye gassinvesteringer fra 2021 globalt (og dermed i Norge). Det antas at gassmarkedene kan modelleres som frikonkurransemarkeder i FRISBEE, og at gassprisen bestemmes endogent i regionale markeder.

I Lindholt og Wei (2023) ender den globale gassetterspørselen i FRISBEE 89 prosent lavere enn nivået i referansescenariot i 2050. AEEI må imidlertid øke fra 4 prosent til 7,8 prosent per år for å oppnå en slik reduksjon i etterspørselen. Årsaken er at det fortsatt er tilstrekkelig med lønnsomme utbygde påviste gassreserver globalt til å opprettholde en relativt stor produksjon frem til 2050, og det



Figur 4: Norsk gasspris i referanse- og NZE-scenarioer

må iverksettes strengere tiltak for å oppnå ytterligere reduksjoner i etterspørselen (=tilbudet). Uansett, siden 4 prosent per år er omtrent tre ganger høyere enn den gjennomsnittlige intensitetsnedgangen som er oppnådd de siste tiårene, vil det selvfølgelig være en ekstremt utfordrende oppgave å oppnå en økning i AEEI på nesten 8 prosent.

La oss se på de endogene gassprisscenarioene i Figur 4. I følge referansescenarioet¹⁵ øker den norske gassprisen i FRISBEE fra i underkant av 9 USD/MMbtu i 2020 til nesten 16 USD/MMbtu i 2040, før den flater ut det siste tiåret.¹⁶ Dette er en relativ økning i gassprisen på 82 prosent, ikke langt fra økningen på 90 prosent i referanseoljeprisen over samme tidsrom.

Referanse-gassprisen i FRISBEE er mye høyere enn referanseprisen fra IEA hentet fra STEPS i IEA (2019). Denne prisen, som er en vektet gjennomsnittlig importpris for EU, øker fra 6,5 USD/MMbtu i 2018 til bare 7,5 USD/MMbtu i 2040.¹⁷ En årsak til dette ser ut til å være at IEA anslår relativt lave fremtidige kostnader for LNG, som legger en demper på de internasjonale gassprisene.

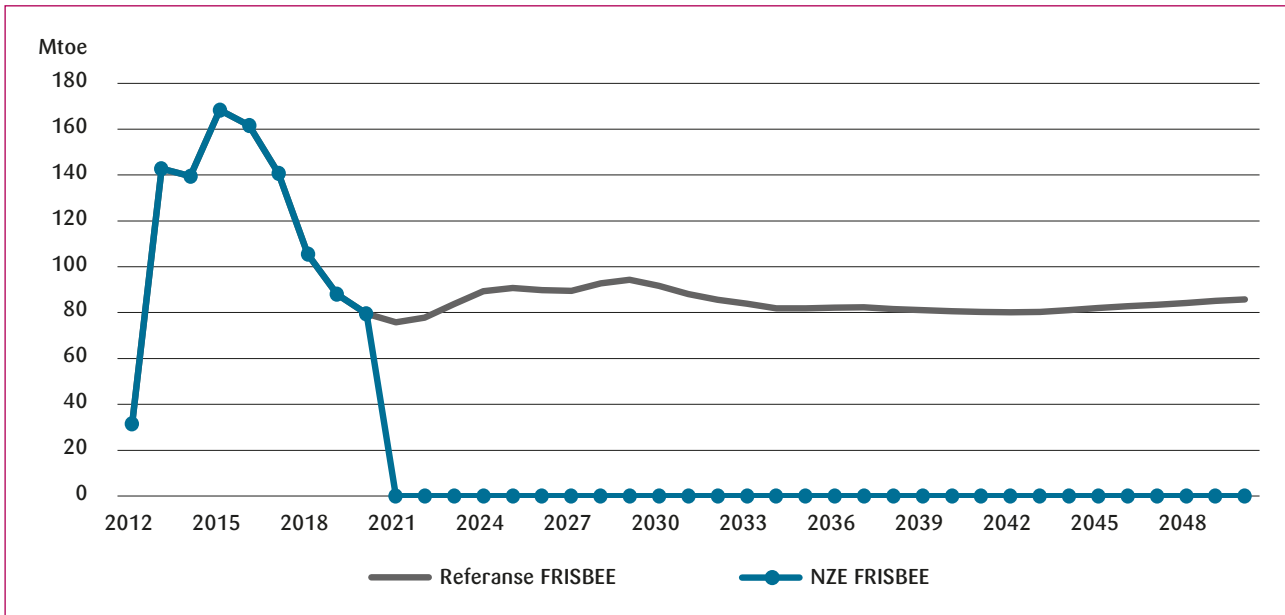
¹⁵ Gassprisene i Norge og Vest-Europa i FRISBEE er gjennomgående svært like.

¹⁶ Jeg tar ikke hensyn til kortsiktige endringer i prisen, som f.eks. den høye gassprisen i 2022 som følge av Russlands invasjon av Ukraina.

¹⁷ IEA (2019) presenterer kun pristall for bestemte år.

Figur 4 viser at gassprisene i NZE IEA i 2040–2050 er mer enn 50 prosent lavere enn i referansescenarioet i IEA. Årsaken er den samme som for olje ved at det innføres ulike tiltak på etterspørselssiden for gass som fører til en kraftig nedgang i etterspørselen. Derfor faller gassprisene til et nivå bestemt av den kortsiktige marginalkostnaden for levering av gass fra eksisterende prosjekter. Med såpass lave gasspriser er det ikke nødvendig med nye investeringer fra 2021. Som for olje tilpasser gasstilbudet seg automatisk til det nye lave etterspørselsnivået, og det er ikke nødvendig med en aktiv tilbudsidepolitikk. Den lave gassprisen i 2050 gjør at produksjonen opprettholdes i lavkostnadsfelt, fremfor alt i Midtøsten.

Gassprisene faller også fra referansescenarioet i FRISBEE til NZE FRISBEE, med 40–60 prosent etter 2030. Gassprisen synker selv om nye gassinvesteringer stanses fra 2021, et tiltak som isolert sett fører til høyere gasspriser. Årsaken er at etterspørselssidiltakene har atskillig sterkere effekt på gassetterspørselen enn det som var tilfellet med oljeforbruket og det skyldes flere forhold. For det første har innføring av CO₂-avgifter sterkere effekt på gass selv om den er mindre karbonholdig enn olje. Årsaken er at olje i utgangspunktet representerer dyrere energi enn gass. Et prispåslag i forhold til CO₂-innholdet gir altså relativt sett et mindre tillegg i sluttbrukerprisen på olje enn for gass. For det andre vil innføring av store mengder ikke-



Figur 5: Total investering i nye gassreserver i referansescenario og NZE-scenario

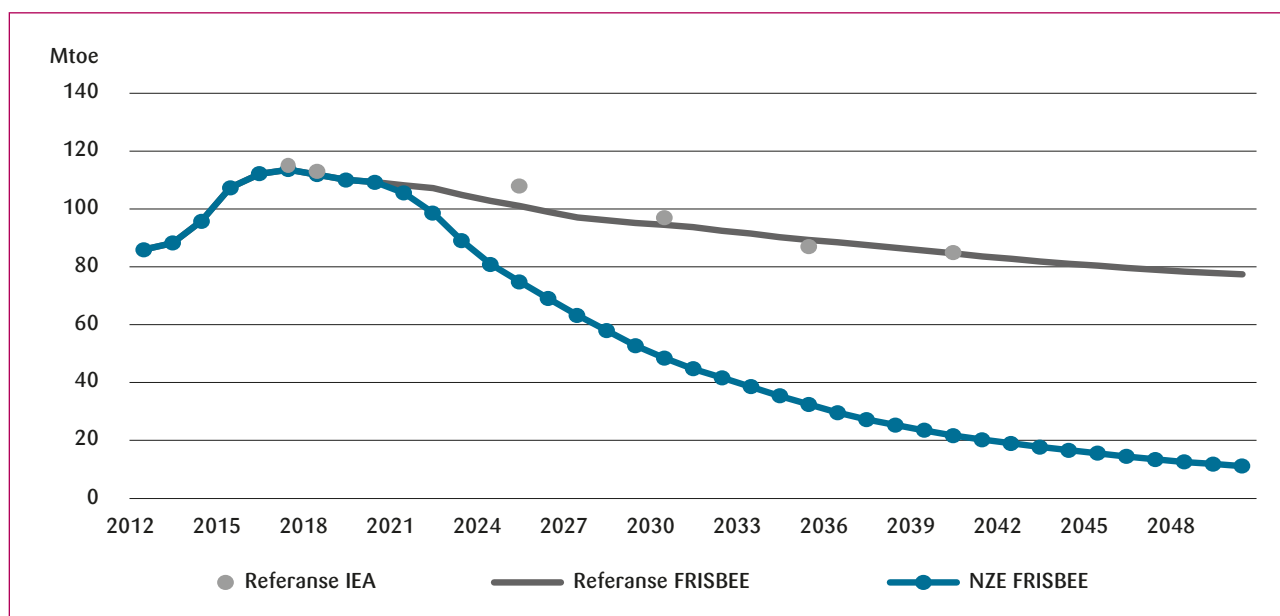
fossil energi i kraftsektoren i tråd med NZE-scenarioet ramme gass atskillig mer enn olje da olje knapt brukes i kraftproduksjon. Mens oljeandelen i global elektrisitetsproduksjon går ned fra 4 prosent i 2020 i referansescenarioet til null i NZE-scenarioet i 2050, synker andelen gass fra hele 24 prosent til 1 prosent (IEA, 2021). For det tredje, mens AEEI for olje er 4 prosent per år, implementeres det en atskillig strengere etterspørselssidepolitikk for gass ettersom AEEI nesten er 8 prosent.

La oss se på utviklingen i gassinvesteringene på norsk sokkel. Figur 5 viser at investeringene i nye gassreserver i referansescenarioet i FRISBEE øker med nesten 20 prosent fra 2020 til 2030, før investeringene avtar og flater ut til et nivå på rundt 80 Mtoe per år fra midten av 2030-tallet. Mot slutten av simuleringsperioden er volumet av gassinvesteringene rundt 45 prosent høyere enn oljeinvesteringene (se Figur 2). Da er gassproduksjonen en tredjedel høyere enn oljeproduksjonen som vil bli klart nedenfor. I NZE FRISBEE-scenarioet stanses nye gassinvesteringer fra 2021.

La oss se på effektene på norsk gassproduksjon. Figur 6 viser norsk gassproduksjon i referansescenarioet i FRISBEE. Produksjonsnivået samsvarer relativt godt med den faktiske utviklingen frem til 2021. Gassproduksjonen i referansescenarioet faller fra 2020 til 2050, men kun med rundt 30 prosent. Dette er lavere enn for olje hvor tilbudet

nesten ble halvert. Hvordan samsvarer gassproduksjon i referansebanene i FRISBEE og IEA? Figur 6 viser at gass-tilbudet i FRISBEE generelt er noe lavere frem til rundt 2030, men så ligger det tett opptil nivåene til IEA.

Innføring av tiltakene på etterspørsels- og tilbudssiden beskrevet ovenfor fører til en relativt kraftig nedgang i norsk gassproduksjon. For eksempel betyr stans av investeringer i nye reserver fra 2021 at produksjonen deretter må komme fra allerede utbygde felt, slik tilfellet også er for olje. I 2050 reduseres norsk gasstilbud med 86 prosent fra referansescenarioet i FRISBEE (som er noe lavere enn reduksjonen i global gassetterspørsel på 89 prosent og enda lavere enn reduksjonen av norsk oljetilbud på 92 prosent). En årsak til dette er at det finnes relativt store volumer av utbygde påviste norske gassreserver som kan utvinnes ved relativt lave gasspriser. Figur 6 viser at selv med rask energieffektivisering og ingen nye investeringer, er det fortsatt nok lønnsomme påviste gassreserver i dag til å opprettholde produksjonen frem til 2050 på rundt en tittel av dagens nivå. (For olje er samme tall under 4 prosent.) Akkumulert gasstilbud går ned med 53 prosent i perioden fra 2021 til 2050, mye høyere enn olje som har en reduksjon på 37 prosent. Årsaken er at fremtidig gassproduksjon er et resultat av relativt større fremtidige investeringer sammenlignet med olje, og det gjør også at gassproduksjonen i referansebanen er relativt flat over simuleringsperioden sammenlignet med



Figur 6: Norsk gassproduksjon i referansescenarioer og NZE-scenario

oljeproduksjonen som faller raskere. Dette kan illustreres ved forholdet mellom investeringer i nye reserver og produksjonsnivået (i Mtoe). Et forhold over én betyr at de utvunnede reservene mer enn erstattes av tilførte (utviklede) reserver. Forholdet mellom investeringer i nye reserver og produksjonsnivået for gass øker til over 0,9 etter 2024 og til over 1,0 etter 2043, mens forholdet for olje er over 0,9 først etter 2045, men når aldri 1,0.¹⁸

Siden både gassprisen og norsk gassproduksjon faller, vil gassprodusentene helt klart tape på innføring av strenge klimatiltak slik Tabell 3 viser. Nåverdien av netto kontantstrømmene for selskapene og staten faller med henholdsvis 88 prosent og 91 prosent fra referansescenarioet til NZE-scenarioet, noe som gjør at samlede inntekter synker med 90 prosent. Hva så med totale petroleumsinntekter, i og med at oljeinntektene øker? Tabell 3 viser at den samlede netto nåverdien for selskapene og staten faller med henholdsvis 6 prosent og 8 prosent, noe som gjør at de samlede inntektene fra norsk sokkel synker med 8 prosent. Det kan derfor konkluderes med at inntektene fra norsk sokkel faller i relativt liten grad som følge av at det innføres strenge etterspørsels- og tilbudssidertiltak på det globale olje- og gassmarkedet.

¹⁸ Dette kan også sees ved å sammenligne gassinvesteringer i Figur 5 og gasstilbud i Figur 6 med oljeinvesteringer i Figur 2 og oljeproduksjon i Figur 3.

Hva vil konsekvensen være av at noen land innfører mindre strenge tiltak og/eller venter og ser hvordan situasjonen utvikler seg på gassmarkedet? La oss igjen ta Norge som eksempel og ta som utgangspunkt at de reduserer investeringer og gassproduksjon i mindre grad enn det som er i tråd med 1,5 °C-målet. For olje så vi at Norge kunne få økte inntekter, men at det sannsynligvis ville bli vanskeligere å nå 1,5 °C-målet. Vil økt norsk gassproduksjon (eller mindre reduksjon i tilbudet) gi økte globale utslipp i likhet med olje? Fæhn mfl. (2023) finner at økt norsk gassproduksjon sannsynligvis vil føre til lavere gasspriser, men ha en usikker effekt på netto klimagassutslipp på lengre sikt. Som for olje så vil Norge kunne få økte gassinntekter ved ikke å redusere gasstilbudet i like stor grad som i 1,5 °C-scenarioet, dersom den negative priseffekten er svak nok. Effekten på utslipp og dermed 1,5 °C-målet er usikkert, først og fremst fordi økt gassproduksjon kan fortrenge kullproduksjon som har høyere utslipp.

IEA har nylig kommet med en oppdatert modellering av NZE-scenarioet i IEA (2023). Der åpner de for noe mer kortsiktige investeringer i økt petroleumsutvinning av allerede utbygde reserver. Likevel finner de at global oljeproduksjonen må falle om lag til samme nivå i 2050 som i IEA (2021). Gassproduksjonen i 2050 er lavere i den oppdaterte rapporten, noe som innebærer at flere gassfelt må stenges

Tabell 3: Netto nåverdier av fremtidige olje- og gassinntekter i FRISBEE referanse- og NZE-scenariet. Milliarder USD.

	Selskap Referanse- scenariet	Stat Referanse- scenariet	Total Referanse- scenariet	Selskap NZE	Stat NZE	Total NZE
Olje	87	434	521	130	653	783
Gass	59	308	367	7	29	36
Total	146	742	888	137	682	819

ned tidligere. Det er lite trolig at dette vil ha særlig konsekvens for de samlede petroleumsinntekter fra norsk sokkel.

MULIGE MAKROØKONOMISKE KONSEKVENSER

Denne analysen har ikke modellert makroøkonomien.¹⁹ Aune mfl. (2020) bruker en makroøkonomisk modell for norsk økonomi og ser på konsekvensene for økonomisk vekst, arbeidsledighet, rente osv. av at fremtidige investeringer og produksjon av olje og gass faller. De ser riktignok på en situasjon der investeringer og produksjon ikke faller like raskt og i like stor grad som i 1,5 °C-scenariet.

I et alternativ i Aune mfl. (2023) kombineres reduksjon i nye leteområder med skatteendringer som reduserer selskapenes insentiver til å utnytte allerede tildelte områder for petroleumsvirksomhet. De anslår at norsk produksjon av olje og gass samlet blir om lag halvert i 2050 sammenliknet med deres referansealternativ. Til sammenlikning finner jeg at i 2050 reduseres tilbudet av olje og gass med henholdsvis 92 prosent og 86 prosent fra referansescenariet som brukes her.

Aune mfl. (2020) finner at i andre halvdel av 2020-tallet faller petroleumsinvesteringene kraftig og det fører med seg en nedgang i økonomisk aktivitet slik at BNP Fastlands-Norge faller med 2 prosent og arbeidsløsheten øker med et prosentpoeng sammenliknet med referansebanen. Sentralbanken senker renten når aktiviteten i økonomien dempes. Lavere styringsrenter og svakere valutakurs vil bidra til at økonomien henter seg noe inn igjen utover på 2030-tallet. Svakere valutakurs vil gjøre at bedrifter i andre sektorer enn olje og gass bedrer sin internasjonale konkurransevne og derigjennom øker eksporten og vinner markedsandeler på hjemmemarkedet. På lang sikt faller derfor BNP Fastlands-Norge med om lag 1,5 prosent sammenliknet

¹⁹ Det vil komme en makroøkonomisk analyse under NFR-prosjektet «Stresstest av norsk økonomi» som den foreliggende analysen også er en del av.

med referansebanen, noe som tilsvarer omtrent den normale veksten i fastlandsøkonomien fra et år til det neste.

Med en kraftigere og raskere nedgang i petroleumsinvesteringene i 1,5 °C-scenariet enn i Aune mfl. (2020) vil man forvente en raskere og sterkere nedgang i økonomisk aktivitet i Fastlands-Norge og en større økning i arbeidsløsheten. Med et slikt kraftig sjokk er det usikkert i hvilken grad lavere styringsrenter og svakere valutakurs vil bidra til at økonomien henter seg inn relativt raskt igjen over tid ved at ressurser som frigjøres når petroleumsutvinningen trappes ned, finner annen anvendelse som demper nedgangen i økonomien. Det kan være at arbeidsløsheten i større grad biter seg fast enn i Aune mfl. (2020).

Jeg finner at statens samlede skatteinntekter ikke reduseres i særlig grad fordi oljeprisen stiger som følge av tilbudsdieltaket. Dette kan innebære at pensjonsfondet ikke reduseres i særlig grad. Aune mfl. (2020) påpeker at en kronesvekkelse vil øke verdien av pensjonsfondet i norske kroner. Alt i alt kan det derfor hende at det ikke vil være nødvendig å føre en strammere finanspolitikk i 1,5 °C-scenariet sammenliknet med referansebanen.

OPPSUMMERING OG KONKLUSJON

Jeg studerer virkningen på olje- og gassaktiviteten i en moden provins som Norge av å begrense den globale oppvarmingen til 1,5 °C. Jeg tar utgangspunkt i et netto nullutslippsscenario til 2050 i den globale energisektoren ved å sammenkoble energimodellen FRISBEE med en makroøkonomisk generell likevektsmodell. Basert på et referansescenario fra IEA antar jeg samme befolkningsvekst, BNP-vekstrater og CO₂-priser i FRISBEE. Deretter modifierer jeg denne banen slik at den i store trekk samsvarer både med den globale etterspørselen etter fossilt brensel og totale CO₂-utslipp i netto nullutslippsscenarioet fra IEA.

For å oppnå netto nullutslipp implementerer jeg global etterspørselssidepolitikk som høye CO₂-avgifter, sterk

energieffektivisering og mer ikke-fossil energi i kraftproduksjonen. Men i tillegg til disse tiltakene designet for å redusere etterspørselen etter fossilt brensel, innføres det også globale tiltak på tilbudssiden som i stor grad begrenser fremtidig produksjon av fossilt brensel.

Gjennomføring av disse globale tiltakene fører til en relativt rask nedgang i norsk olje- og gassproduksjon frem til 2050. I 2050 er oljetilbudet 92 prosent lavere sammenlignet med referansescenarioet, mens gasstilbudet faller med 86 prosent. Ingen nye investeringer i olje og gass betyr at fremtidig produksjon må komme fra allerede utbygde påviste reserver. Imidlertid er det fortsatt tilstrekkelig med lønnsomme utviklede påviste gassreserver i dag til å opprettholde produksjonen frem til 2050 på rundt en tittel av dagens nivå. For olje er det samme tallet nesten 4 prosent.

Iverksetting av disse strenge tiltakene som å stanse nye olje- og gassinvesteringer fører til en nedgang i akkumulert gasstilbud på 53 prosent frem til 2050, mye høyere enn olje som reduseres med på 37 prosent. Årsaken er at fremtidig gassproduksjon er et resultat av større fremtidige investeringer i nye reserver sammenlignet med olje.

Tiltak som begrenser etterspørselen etter fossil energi reduserer markedsprisene direkte på slik energi. På den annen side vil politikk som begrenser tilbudet øke markedsprisene. Å bruke en blanding av etterspørsels- og tilbudssidepolitikk kan føre til økende, synkende eller til og med konstante markedspriser. At jeg sammenkobler FRISBEE med en makroøkonomisk modell, betyr at jeg i tillegg til å stanse nye oljeinvesteringer bruker den endogene oljeprisen i sistnevnte modell som er et resultat av streng tilbudssidepolitikk. Denne prisen er mye høyere enn den eksogene referanseoljeprisen som brukes i FRISBEE. Den sterke økningen i oljeprisen motvirker produksjonstapet i en slik grad at nåverdien av netto oljeinntekter øker i netto null-scenarioet. Derfor kan det være gunstig for produsentene at det blir innført strenge globale tilbudssidiltak.

Gassprisene er endogene i FRISBEE og er lavere i netto null-utslippsscenarioet enn i referansebanen. Årsaken er at selv om jeg stanser nye gassinvesteringer som isolert sett fører til høyere pris, rammer etterspørselssidiltakene gassforbruket atskillig hardere i netto null-scenarioet. Ettersom både gassprisen og produksjonen går ned, vil produsentene tape mye ved at det blir iverksatt strenge globale tiltak. Derimot vil de samlede olje- og gassinntektene på norsk sokkel falle i relativt liten grad.

Denne studien inneholder ikke en makroøkonomisk analyse. Det indikeres likevel at en rask nedgang i petroleumsinvesteringene sannsynligvis vil føre til en relativt sterk nedgang i økonomisk aktivitet i Fastlands-Norge og en økning i arbeidsløsheten. Det er usikkert i hvilken grad lavere styringsrenter og svakere valutakurs kan bidra til at økonomien henter seg inn ved at ressurser som frigjøres når petroleumsutvinningen trappes ned, finner annen anvendelse som demper nedgangen i økonomien.

Å nå netto null er mulig ved å innføre svært strenge og til dels urealistiske tiltak. Det forutsettes at alle land tilpasser seg momentant og fullt og helt til en streng etterspørsels- og tilbudssidepolitikk. Jeg diskuterer mulige konsekvenser av at noen land innfører mindre strenge tiltak og/eller venter og ser hvordan situasjonen utvikler seg på olje- og gassmarkedet.

REFERANSER

- Aune, F. R., S. Glomsrød, L. Lindholt og K. E. Rosendahl (2005). Are high oil prices profitable for OPEC in the long run? Discussion Papers 416, Statistisk sentralbyrå.
- Aune, F. R., K. Mohn, P. Osmundsen og K. E. Rosendahl (2010). Financial market pressure, tacit collusion and oil price formation. *Energy Economics* 32 (2), 389–398.
- Aune, F. R., Å. Cappelen og S. Mæland (2020). Konsekvenser av redusert petroleumsvirksomhet. Makroøkonomiske effekter av politiske tiltak for å redusere norsk produksjon av olje og gass. Rapporten 2020/38, Statistisk sentralbyrå.
- Asheim, G. B., T. Fæhn, K. Nyborg, M. Greker, C. Hagem, B. Harstad, M. O. Hoel, D. Lund og K. E. Rosendahl (2019). The case for a supply-side climate treaty - The Paris Agreement can be strengthened by a treaty limiting global fossil fuel supply. Policy Forum, *Climate Policy* 365 (6451), 325–327.
- Fæhn, T., C. Hagem, L. Lindholt, S. Mæland og K. E. Rosendahl (2017). Climate policies in a fossil fuel producing country. *Energy Journal* 38 (1), 77–102.
- Fæhn, T., C. Hagem, L. Lindholt, K. E. Rosendahl, T. Skjerpen og H. Storrøsten (2023). Faglig innspill fra Statistisk sentralbyrå til rapporten Netto klimagassutslipp fra økt olje- og gassproduksjon på norsk sokkel fra Rystad Energy for Olje- og energidepartementet (levert 15.02.2023). https://www.regjeringen.no/contentassets/58fbee051f454a0b96f1017d0f8fddb3/statistisk_sentralbyra-horingssvar_faglig-innspill-rystadrapporten.pdf
- IEA (International Energy Agency) (2019). World energy outlook 2019. International Energy Agency, OECD.
- IEA (International Energy Agency) (2021). Net zero by 2050: A Roadmap for the global energy sector. International Energy Agency, OECD.

- IEA (International Energy Agency) (2022). World energy outlook 2022. International Energy Agency, OECD.
- IEA (International Energy Agency) (2023). Net zero roadmap: A global pathway to keep the 1.5 °C goal in reach. International Energy Agency, OECD.
- IMF (2022). World economic outlook - War sets back the global recovery. April.
- Lazarus, M. og H. van Asselt (2018). Fossil fuel supply and climate policy: exploring the road less taken. *Climate Change* 150, 1–13.
- Lindholt, L. og S. Glomsrød (2018). Phasing out coal and phasing in renewables - Good or bad news for arctic gas producers? *Energy Economics* 70, 1–11.
- Lindholt, L. (2021). Effects of higher required rates of return on the tax take in an oil province. *Energy Economics* 98, 105265.
- Lindholt, L. og T. Wei (2023). The effects on energy markets of achieving a 1.5 °C scenario. *International Journal of Environmental Research and Public Health* 20. <https://doi.org/10.3390/ijerph20054341>.
- Masson-Delmotte, V., H. O. Pörtner, D. Roberts, J. Skea, P. R. Shukla, A. Pirani, W. Moufouma-Okia, C. Péan, R. Pidcock, S. Connors, J.B.R. Matthews, Y. Chen, X. Zhou, M. I. Gomis, E. Lonnoy, T. Maycock, M. Tignor og T. Waterfield (2018). Global warming of 1.5 °C. An IPCC Special report on the impacts of global warming of 1.5 °C above pre-industrial levels and related global greenhouse gas emission pathways, in the context of strengthening the global response to the threat of climate change, sustainable development, and efforts to eradicate poverty. <https://www.ipcc.ch/sr15/>
- Mohn, K. (2019). Supply-side climate policy in Norway. Comment. *Nordic Economic Policy Review* 2019, Nordic Council of Ministers.
- Norsk Petroleum (2023). Production forecast. <https://www.norskpetroleum.no/en/production-and-exports/production-forecasts/>
- Oljedirektoratet (2021). Ressursrapport 2020. Oljedirektoratet, Stavanger.
- Peters, G.P., T.B. Nilssen, L. Lindholt, M. S. Eide, S. Glomsrød, L. I. Eide og J.S. Fuglestad (2011). Future emissions from shipping and petroleum activities in the Arctic. *Atmospheric Chemistry and Physics* 11, 5305–5320.
- Prest, B. (2022). Partners, Not rivals: The power of parallel supply-side and demand-side climate policy. Report 22-06, Resources for the Future.

ABONNEMENT

Abonnementet løper til det blir oppsagt, og faktureres per kalenderår

www.samfunnsokonomene.no