

Hvor kostnadseffektivt er et kutt i norsk petroleumsproduksjon som klimatiltak?

Jens Petter Lund Kittilsen Sommerlade

Masteroppgave

Masteroppgaven er levert for å fullføre graden

Master i samfunnsøkonomi

Universitetet i Bergen, Institutt for økonomi

[Juni 2022]



UNIVERSITETET I BERGEN

Forord

Denne oppgaven setter sløyfen på min tid som student ved Universitetet i Bergen for denne gang, og jeg ønsker å takke medstudenter, forelesere og andre som har bidratt til å gjøre det til en lærerik, givende og minneverdig opplevelse. Jeg ønsker også å takke mine veiledere, Steinar Vagstad og Kjell Erik Lommerud, for motiverende ord, interessante samtaler og god veiledning.

Jeg sitter igjen med kompetanse, informasjon, og ikke minst sosiale relasjoner jeg ikke ville vært foruten.

Sammendrag

Basert på litteratur som omhandler karbonlekkasje, produksjonsintensitet og andre sentrale variabler for effektene av produksjon og konsum av fossile brensler har jeg i denne oppgaven undersøkt hvor kostnadseffektivt et kutt i petroleumsutvinning er som klimatiltak for Norge. Jeg har undersøkt tiltakskostnaden av å stenge felt som allerede er i drift og tiltakskostnaden av å ikke bygge ut fremtidige felt.

Tiltakskostnaden til å stenge ned aktive felt har blitt estimert i tidsperioden 2022-2030 ved å anslå inntektene, kostnadene og hvor mange tonn CO₂ en kunne spart ved å stenge feltene i denne tidsperioden. Funnene tyder på at å stenge felt som allerede er bygget kan anses til å være et dyrt klimatiltak.

For å finne tiltakskostnaden til å stoppe videre utbygging av petroleumssektoren undersøker jeg nyåpnede felt for å kunne uttale meg om tiltakskostnaden til fremtidige felt. Tiltakskostnaden ved å ikke bygge videre ut ser konkurransedyktig ut når den sammenlignes med andre klimatiltak.

Videre er det gjort en sensitivitetsanalyse der det fremkommer at tiltakskostnaden for å kutte petroleumsproduksjonen varierer mye avhengig av hvilke antakelser en legger til grunn og hvilke fremtidsutsikter en har.

Det er gjennomgående høy variasjon i tiltakskostnaden mellom felt på bakgrunn av forskjeller i inntekter, utslipp, kostnader og lønnsomhet. Som følge av dette konkluderes det med at den gjennomsnittlige tiltakskostnaden ikke nødvendigvis rettferdiggjør en nedskalering på tvers av hele sektoren, men heller for at et kutt i petroleumsproduksjonen i Norge absolutt kan tjene som et kostnadseffektivt klimatiltak i noen tilfeller og at hvert felt derfor må vurderes isolert sett.

Innholdsfortegnelse

Forord.....	ii
Sammendrag.....	iii
Figuroversikt.....	v
Tabelloversikt.....	vi
1 Introduksjon.....	1
2 Sentrale begrep og mekanismer	2
2.1 Tilbud- og etterspørselstiltak	2
2.2 Karbonlekkasje.....	2
2.3 Standard kubikkmeter oljeekvivalent	5
2.4 CO ₂ -ekvivalent	6
3 Petroleumsindustrien i Norge.....	7
3.1 Klimaeffektene av petroleumsproduksjon	8
3.2 Petroleumsreservene til aktive felt i Norge.....	10
3.3 Norge sin gassproduksjon.....	10
4 Petroleumssektoren i Norge fremover	13
4.1 Produksjonsprognoser	13
4.2 Olje- og gasspris	15
4.3 Valutakurser.....	17
4.4 Kostnader av norsk petroleumsproduksjon.....	18
4.5 Petroleumsskattesystemet.....	21
4.6 Andre variabler	22
5 Modell	24
6 Resultater	26
6.1 Tiltakskostnaden ved å legge ned utbygde felt.....	26
6.2 Tiltakskostnaden ved å ikke bygge videre ut.....	29
6.3 Vurdering av tiltakskostnaden	31
7 Sensitivitetsanalyse	34
7.1 Diskonteringsraten.....	34
7.2 Revidert statsbudsjett	35
7.3 Økt kullforbruk.....	37
7.4 Om Norge kun bryr seg om innenlands utslipp.....	39
8 Diskusjon	42
8.1 Er tilbudssidetiltak hensiktsmessig?	42
8.2 Bør Norge begrense sin petroleumsproduksjon av hensyn til klimaet?.....	43

Figuroversikt

Figur 1: Karbonlekkasje i klimapolitikk.....	3
Figur 2: Priselastisitet og karbonlekkasje etterspørselsside	4
Figur 3: Priselastisitet og karbonlekkasje tilbudsside	5
Figur 4: Eksportverdi av norsk petroleum 1971-2020. Figuren er hentet Norsk Petroleum (2020).	7
Figur 5: Eksport av olje og gass etter verdi. Figuren er hentet fra Statistisk sentralbyrå (2022).	8
Figur 6: Klimagassutslipp per produsert enhet i ulike petrolumsprovinser 2003-2019 (Kg CO2-ekvivalenter per produsert fat oljeequivalent). Figuren er hentet fra Norsk olje & gass (2021).	9
Figur 7: Historisk og forventet produksjon i Norge 1970 – 2026. Figuren er hentet fra Norsk Petroleum (2022c).	13
Figur 8: Produksjonshistorikk og prognose fordelt på modenhet av ressursene, 2017-2031. Figuren er hentet fra Norsk Petroleum (2022c).....	14
Figur 9: WTI Crude Oil Prices – 3 year daily chart. Figuren er hentet fra Macrotrends (2022).	15
Figur 10: Gasspris i Europa. Kroner per Sm ³ . Januar 2014 – September 2021. Figuren er hentet fra Finansdepartementet (2021).	16
Figur 11: NOK/USD 31.12.2017-31.12.2021. Figuren er hentet fra Norges Bank (2022).	18
Figur 12: Aggregerte kostnader fordelt på kategori. Historiske tall for 2009-2020 og prognose for 2021-2026. Figuren er hentet fra Norsk Petroleum (2022d).	19
Figur 13: Driftskostnader spesifisert på feltstatus. Historiske tall for 2009-2020 og prognose for 2021-2026. Figuren er hentet fra Norsk Petroleum (2022d).	20
Figur 14: Tiltakskostnad med driftskostnader ved et kutt i petroleumsproduksjon i Norge i tidsperioden 2022-2030.	28
Figur 15: Tiltakskostnader fordelt på utslippssegment og kostnadskategori. Figuren er hentet fra Miljødirektoratet (2020).	32
Figur 16: Tiltakskostnaden med forskjellige diskonteringsrater.....	34
Figur 17: Tiltakskostnaden med reviderte prisanslag.....	36
Figur 18: Tiltakskostnad med økt kullkonsum.	38
Figur 19: Tiltakskostnaden dersom Norge kun hensyntar reduksjonspotensiale innenfor landets grenser.	40

Tabelloversikt

Tabell 1: Oversikt over inntekter, investeringskostnader, driftskostnader, profitt, reduksjonspotensiale og tiltakskostnad til hvert enkelt felt.....	31
---	----

1 Introduksjon

Majoriteten av verdens økonomiske aktører er enige om at klimagassutslippet må ned i et forsøk på å minke sjansen for alvorlige konsekvenser. Hvordan dette skal oppnås er derimot få enige om, og det diskuteres ofte om hvilke miljøtiltak som bør anvendes.

Gjennom Parisavtalen har Norge forpliktet seg til å redusere utslippene sine med minimum 50% innen 2030 relativt til 1990-nivåer og dette byr på utfordringer. I diskusjoner om hvilke tiltak Norge bør iverksette er det hyppig diskutert om begrensninger i petroleumsvirksomheten er et godt tiltak for å redusere klimautslipp. Denne virksomheten har stått sentralt i Norsk økonomi siden vi oppdaget oljen i 1969. Betydelige deler av velferden som nordmenn nyter godt av i dag kan tilskrives inntektene og verdiskapningen som er skapt i petroleumssektoren.

Når en skal kutte utslipp vil det være naturlig å ønske å kutte der hvor kostnadene og konsekvensene er lavest i forhold til klimaeffekten som oppnås. Kutt i oljeproduksjonen vil medføre store økonomiske konsekvenser og dette må hensyntas i vurderingen om en eventuell reduksjon i oljeproduksjon er hensiktsmessig sett opp mot andre miljøtiltak.

I denne oppgaven skal jeg se på hva det koster Norge å kutte et tonn CO₂-ekvivalenter gjennom å nedskalere petroleumproduksjonen og se hvor kostnadseffektivt dette er som klimatiltak. Jeg vil i hovedsak undersøke hvordan tiltakskostnaden ser ut ved nedstenging av allerede eksisterende felt, og ved å ikke bygge videre ut.

2 Sentrale begrep og mekanismer

I denne delen av oppgaven skal jeg redegjøre for terminologi som står sentralt når det kommer til petroleum, klimagassregnskap og miljøpolitikk.

2.1 Tilbud- og etterspørselstiltak

Klimatiltak i petroleumssektoren kan ta to former: de som retter seg mot etterspørselssiden og de som retter seg mot tilbudssiden. Tiltak på etterspørselssiden forsøker å begrense etterspørselen, og dermed forbruket av petroleumsprodukter, mens tiltak på tilbudssiden heller forsøker å begrense produksjonen av petroleumsprodukter.

Historisk har de fleste tiltak med mål om å kutte klimagassutslipp tatt sikte på å gjøre dette gjennom etterspørselssiden. Etterspørselstiltak prøver å begrense etterspørselen og forbruket av petroleumsprodukter ved å gjøre det mindre gunstig å benytte seg av petroleumsprodukter som energikilde i produksjon, oppvarming etc. (Fæhn et al., 2017). Tiltak som dette baserer seg på antagelsen om at petroleumsprodusenter tilpasser seg den reduserte etterspørselen og produserer mindre petroleum, noe som resulterer i lavere likevekt.

Tilbudssidetiltak har som mål å kutte utslipp ved å begrense produksjonen av petroleumsprodukter. Dette kan gjøres ved å sette en grense for hvor mye fossil energi som kan produseres. Interessen for tiltak som begrenser tilbudet har i de siste årene økt og i lys av dette er det relevant å undersøke om Norge burde iverksette tilbudssidetiltak ved å redusere produksjonen av oljen.

2.2 Karbonlekkasje

Karbonlekkasje referer til en situasjon der en reduksjon i klimagassutslipp i en økonomi resulterer i en økning i klimagassutslipp i en annen økonomi. Denne mekanismen er viktig å forstå seg på og ta hensyn til, da det medfører at et kutt i norske klimagassutslipp ikke kan ses på isolert sett.

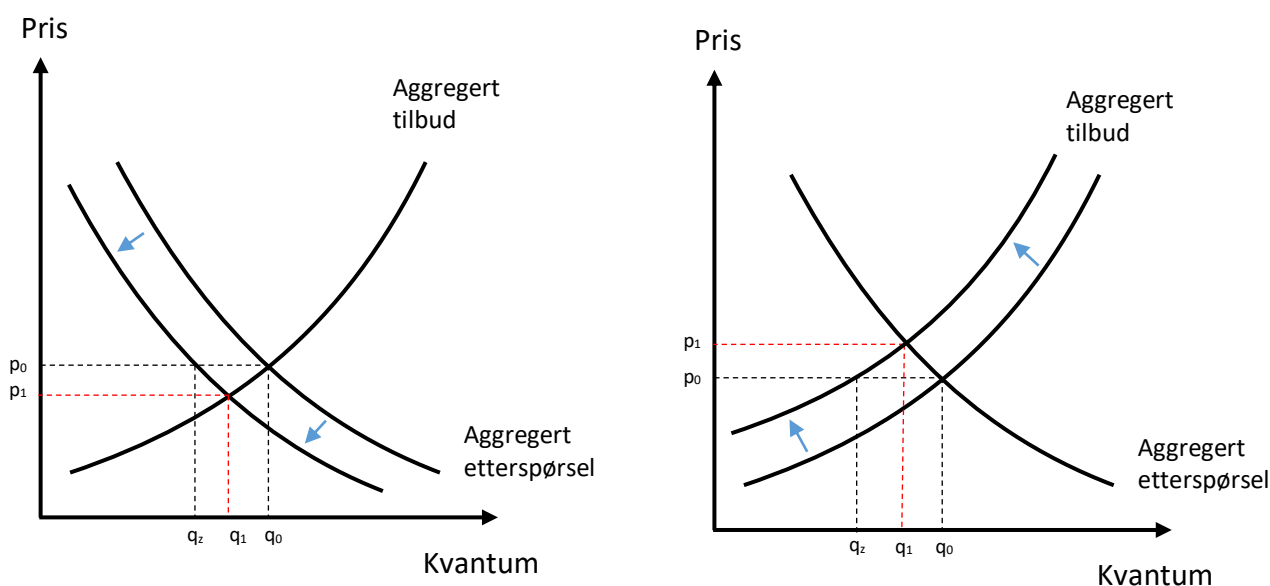
Økte avgifter på forbruk av fossil energi i et land vil senke etterspørselen etter fossil energi i

dette landet og gi lavere priser på fossil energi på global skala, dette vil igjen øke den globale etterspørselen etter fossil energi. I en slik situasjon oppstår karbonlekkasjen som følge av etterspørselstiltak, men en kan også finne tilsvarende effekt ved tilbudssidetiltak. Dersom et land velger å begrense sin oljeproduksjon vil prisene måtte stige, hvilket igjen fører til at det blir mer lønnsomt å produsere olje andre steder.

Karbonlekkasje kan illustreres grafisk på de følgende måtene.

1a) Karbonlekkasje ved etterspørselstiltak

1b) Karbonlekkasje ved tilbudssidetiltak



Figur 1: Karbonlekkasje i klimapolitikk

I figur 1a illustreres effekten av etterspørselstiltak som gjør det mindre attraktivt å benytte seg av fossile brensler som energikilde. Initialt ser en et kutt i tilbudet fra q_0 til q_z som følge av den reduserte etterspørselen, men dette gjør at prisen går fra p_0 til p_1 , som igjen resulterer i en økning i etterspørselen på global skala. Dette motvirker noe av hvor godt tiltaket virker, og den endelige reduksjonen i oljeproduksjon blir altså differansen mellom q_0 og q_1 . Ved etterspørselstiltak oppstår altså karbonlekkasjen gjennom reduserte priser, som øker etterspørselen på global skala.

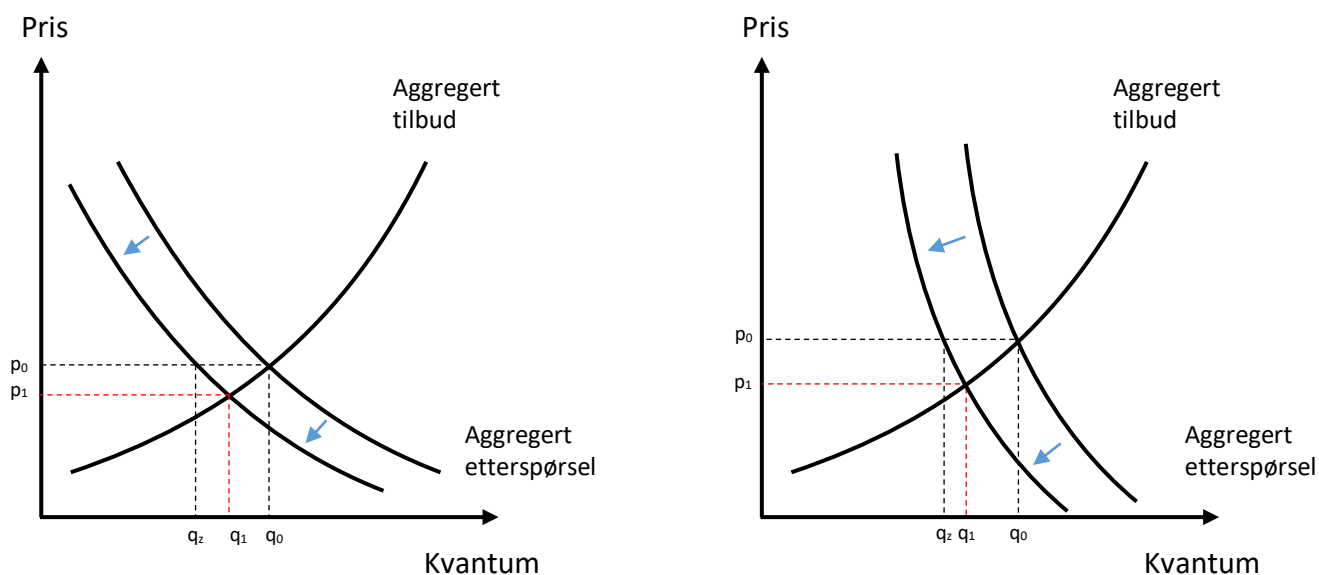
Ved tilbudstiltak vil karbonlekkasjen oppstå som følge høyere priser på fossile brensler, som gjør det mer lønnsomt å produsere slike produkter. Dette kan vi se i 1b der vi ser at kvantumet først reduseres til q_z , men siden prisen går opp vil produsenter tilpasse seg og øke produksjonen igjen slik at tilbudet etter tiltaket er q_1 .

Karbonlekkasje kommer en altså ikke utenom, verken ved tilbudssidetiltak eller etterspørselstiltak. Siden dette er tiltak en gjør for å redusere klimautslipp, vil det naturligvis være ønskelig å velge den type tiltak som gir minst mulig karbonlekkasje. Hvilket tiltak som gir lavest karbonlekkasje avhenger av priselastisiteten til tilbudet og etterspørselen, og med dette menes det hvor sensitivt tilbudet og etterspørselen er for endringer i pris.

Hvordan priselastisiteten påvirker størrelsen på karbonlekkasjen kan illustreres på følgende måte.

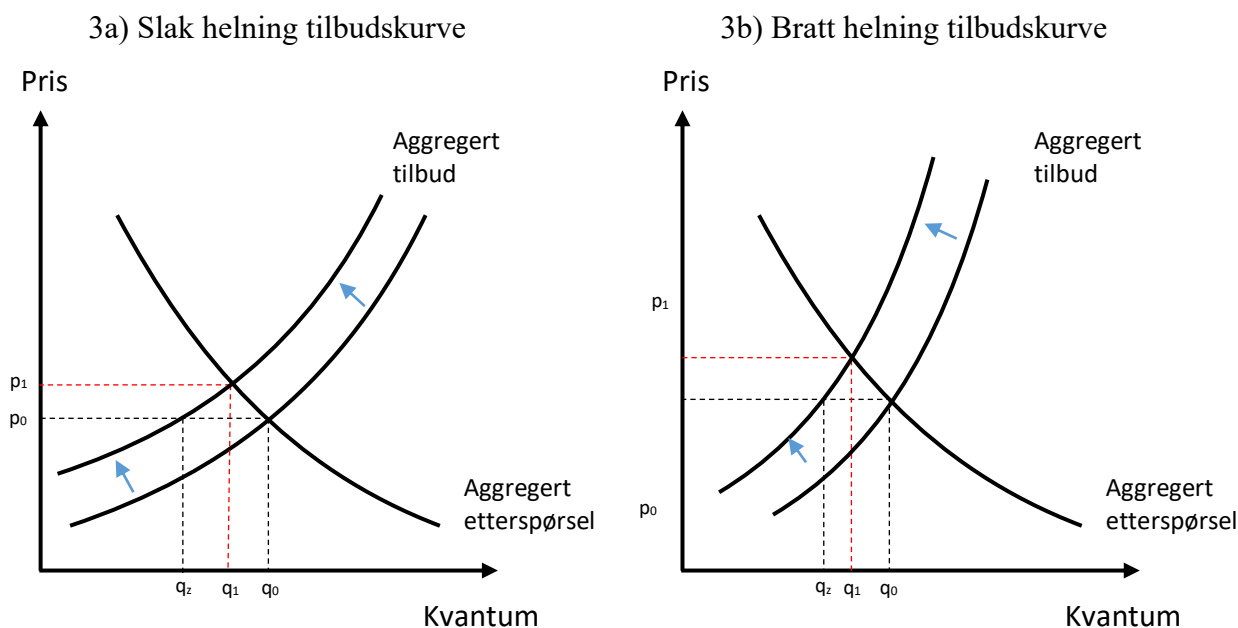
2a) Slak helning etterspørselskurve

2b) Bratt helning etterspørselskurve



Figur 2: Priselastisitet og karbonlekkasje etterspørselsside

De forskjellige helningene på etterspørselskurvene som er illustrert her i figur 2 gir informasjon om hvor priselastisk etterspørselen er. Desto slakere kurven er, desto mer følsom er etterspørselen for prisendringer. Dette er viktig fordi det er med å avgjøre hvordan markedet vil reagere på prisendringer som forekommer av tiltaket. I grafen til venstre avhenger etterspørselen av fossile brensler i større grad av prisen enn i grafen til høyre. Dette impliserer at karbonlekkasjen relativt sett blir større som følge av at aktørene reagerer sterkere på den reduserte prisen, ved å etterspørre mer fossile brensler. Vi kan også se dette i grafene ved å se på differansen mellom q_z og q_1 .



Figur 3: Priselasitet og karbonlekkasje tilbudside

Tilsvarende effekt finner en også ved tilbudssidetiltak som en ser i figur 3a og 3b. Her finner vi også at differansen mellom q_z og q_1 blir mindre når priselasiteten blir høyere.

En høyere priselasitet, altså en slakere kurve øker altså karbonlekkasjen både ved tilbudssidetiltak og etterspørselstiltak. Dette er fordi brattere kurver, impliserer mer uelastisk tilbud eller etterspørsel som betyr at forbruket avhenger mindre av prisen og mer av andre faktorer. Da vil naturligvis effekten av avgifter og skatter være mindre effektiv (Hoel, 1994).

Fæhn et al. (2017) skriver om forskjeller mellom etterspørselstiltak og tilbudssidetiltak og mener karbonlekkasjen fra et kutt bestemmes av fire faktorer: lekkasjen fra oljemarkedet, lekkasjen til kull- og gass markedet, lekkasje til økt innenlands utvinning og lekkasje til økt utenlandsk gjenvinning.

2.3 Standard kubikkmeter oljeekvivalent

For å forstå seg på energiverdien av forskjellige petroleumsprodukter og å summere mengden av energi som er igjen i oljefelt er det hensiktsmessig å ha en felles måleenhet.

Mengden av et petroleumsprodukt måles i antall kubikkmeter, men siden volumet på gass avhenger av faktorer som temperatur og trykk er det behov for å presisere under hvilke forhold en kubikkmeter skal måles. En standard kubikkmeter (Sm^3) med naturgass er definert som mengden gass som innesluttet i et volum på en kubikkmeter med 15 grader celsius og trykk på 1,01325 bar. 1000 Sm^3 gass regnes å tilsvare 1 Sm^3 oljeekvivalent. (Hofstad, 2019b).

En oljeekvivalen (o.e.) defineres som energien som frigjøres gjennom brenning av en bestemt mengde av et petroleumsprodukt (Hofstad, 2019a). Dette begrepet brukes for å enklere kunne forstå seg på energiverdien av forskjellige petroleumsprodukter.

Når en kombinerer standard kubikkmeter og oljeekvivalent så får man enheten Sm^3 o.e. som står for standard kubikkmeter oljeekvivalent. Dette betegner altså energien som blir frigjort ved forbrenning av en kubikkmeter olje. Ved å bruke Sm^3 o.e. gir en de forskjellige produktene samme måleenhet og man kan lettere forstå seg på mengden energi som produseres eller forbrennes.

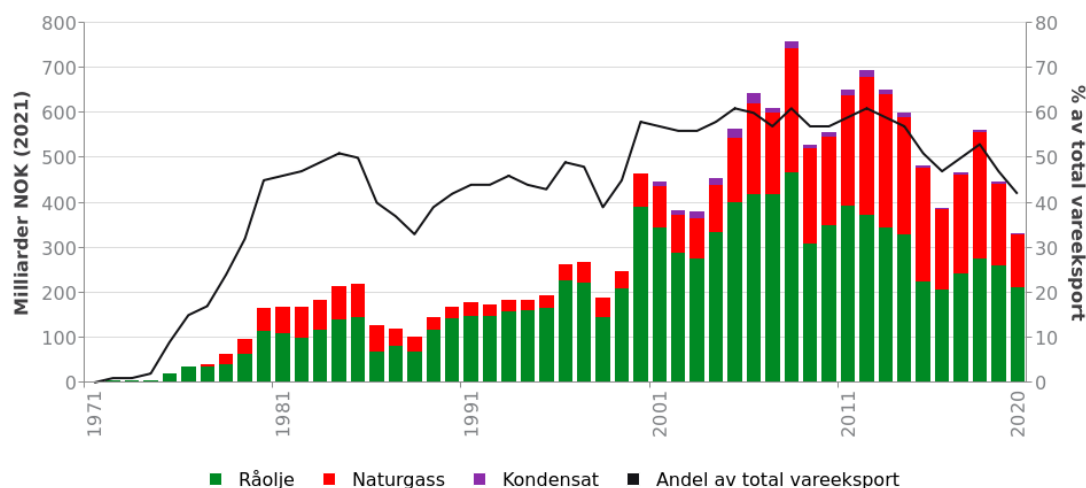
2.4 CO₂-ekvivalent

Det er mange gasser som bidrar til klimaendringer, og hver gass har forskjellig oppvarmingseffekt og levetid i atmosfæren. Derfor trengs det en felles enhet slik at man kan sammenligne dem, den vanligste enheten å bruke er CO₂-ekvivalent. Et kg CO₂-ekvivalent tilsvarer den oppvarmingseffekten et kg CO₂ har på atmosfæren (Olerud & Lahn, 2020).

3 Petroleumsindustrien i Norge

Olje-og gassnæringen har spilt en stor rolle i Norge sin økonomiske utvikling. I 2021 stod petroleumssektoren for omtrent 21 prosent av BNP og 20 prosent av statens inntekter (Norsk Petroleum, 2022a). Videre kan 148 800 av sysselsatte i Norge knyttes til aktivitet i petroleumsnæringen (Hungnes & Strøm, 2020). Deler av inntektene fra oljesektoren og overskudd fra statsbudsjetter har gjennom historien bidratt til å bygge opp oljefondet som passerte 12 000 milliarder i 2021 (Sæter, 2021). Dette kommer i dag Norge til gode gjennom økt handlingsrom ved fallende oljepriser eller nedgang i fastlandsøkonomien.

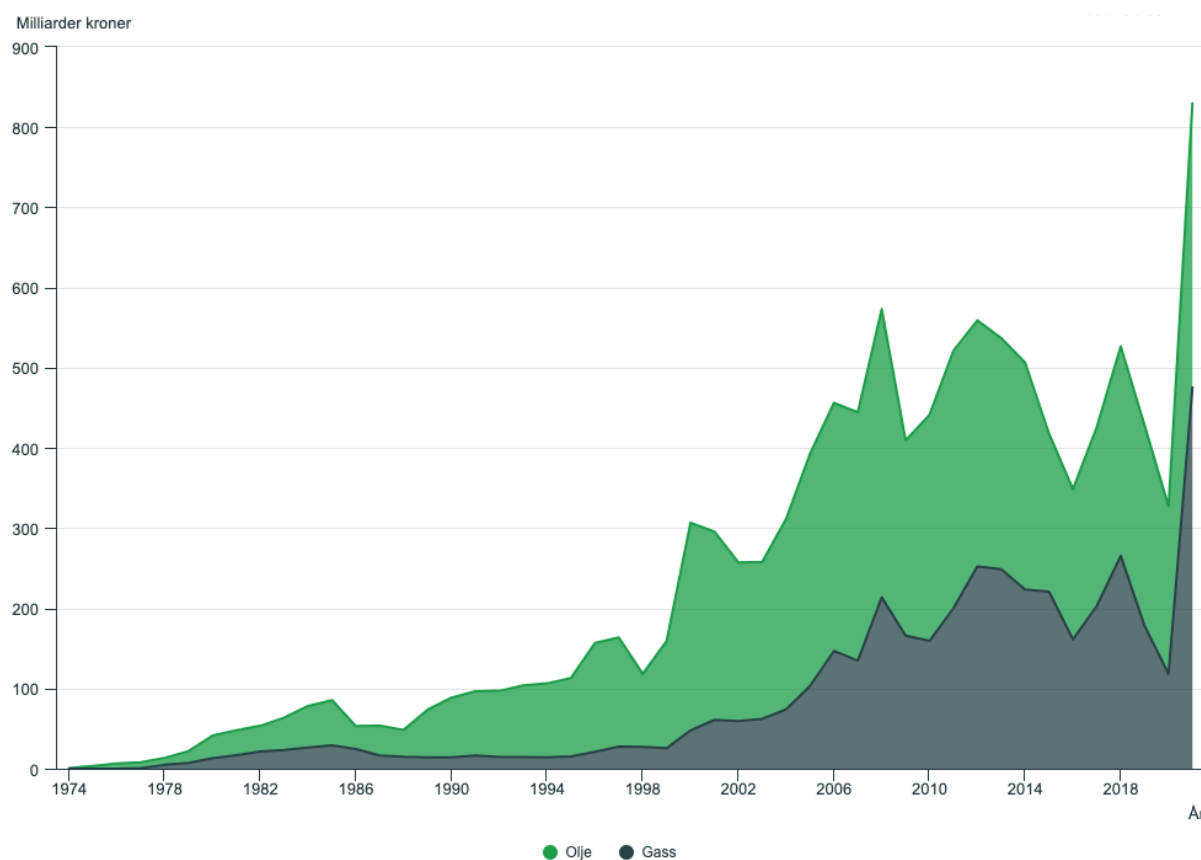
Selv om petroleumsprodukter er Norge sin største eksportvare, er Norge en liten aktør i det globale oljemarkedet. I 2021 produserte Norge omtrent 230 millioner Sm³ o.e., noe som utgjorde omtrent to prosent av verdens samlede etterspørsel etter råolje og om lag tre prosent av verdens samlede etterspørsel av naturgass. Til tross for at dette relativt sett er små andeler av det globale markedet så er Norge verdens tredje største eksportør av gass, dette kommer av at vi eksporterer nesten all naturgassen vi produserer (Norsk Petroleum, 2020).



Figur 4: Eksportverdi av norsk petroleum 1971-2020. Figuren er hentet Norsk Petroleum (2020).

Vi kan se fra Figur 4 at petroleumsprodukter har stått og fortsatt står for en betydelig andel av Norge sin totale vareeksport. Siden år 2000 har salg av råolje, naturgass og kondensater stått for omtrent halvparten av den totale vareeksporten til Norge.¹

Av petroleumsprodukter som Norge eksporterer har råolje historisk sett vært av størst betydning. Virkeligheten i dag er en annen, og i figur 5 ser vi at gass utgjør en stadig større del av eksportverdien. Siden 2015 har Norge eksportert petroleumsprodukter til en verdi av totalt 3298 milliarder kroner, hvorav gass utgjør 1622 av disse milliardene. Gass har altså vært en like stor eksport vare som råolje de siste årene (Statistisk sentralbyrå, 2022).



Figur 5: Eksport av olje og gass etter verdi. Figuren er hentet fra Statistisk sentralbyrå (2022).

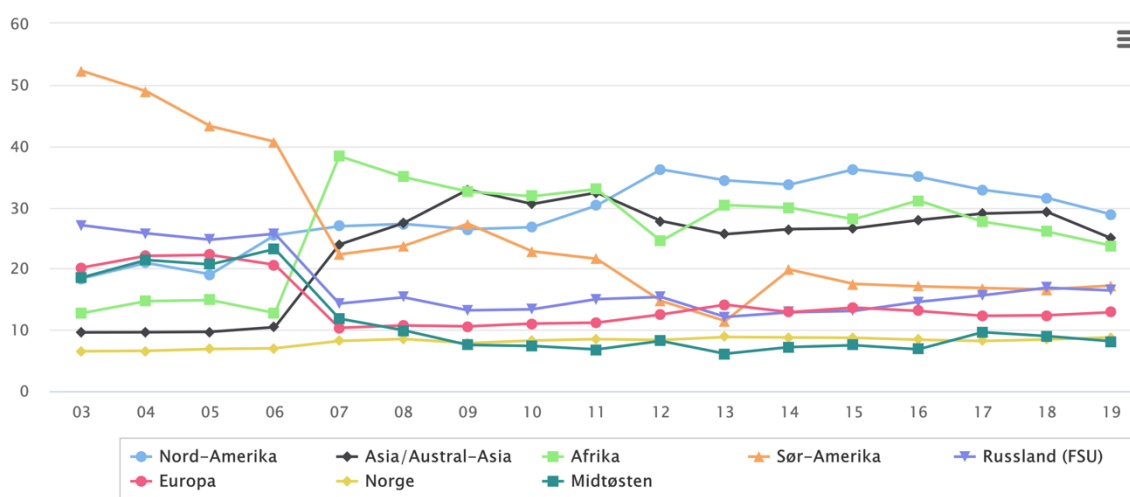
3.1 Klimaeffektene av petroleumsproduksjon

Selv om brorparten av klimagassutslipp fra petroleumsprodukter kommer fra sluttbruken, må en også se på utslippene ved selve utvinningen. Norge har historisk sett vært verdensledende

¹ 42% - 61% av den totale vareeksporten. Kondensat oppstår som et biprodukt av petroleumsproduksjon, og består vanligvis av flytende blandinger av etan, propan og butan. Kondensat. (2020, 08.05.2022). I *Store norske leksikon*. Hentet 30.04.2022 fra <https://snl.no/kondensat>

når det kommer til miljøvennlig petroleumsproduksjon, og gjennomsnittlig utslipp av klimagasser per produserte enhet er under halvparten av det globale gjennomsnittet (Norsk olje & gass, 2021).² Det er dog stor variasjon i CO₂-utslipp per enhet produserte o.e. fra felt til felt og over tid. Gavenas et al. (2015) undersøkte utslippsintensitetene ved forskjellige felt i tidsperioden 1997-2012 og fant at utslipp per enhet produserte o.e. øker betydelig når produksjonen minker. I denne perioden fant de at felt som produserer 20 prosent av toppnivå i gjennomsnitt slipper ut tre ganger så mye per produserte o.e. Videre skriver de at utslippsintensiteten også øker betydelig sammen med både andelen råolje i feltets opprinnelige petroleumsreservoarer, og andelen olje i feltets løpende produksjon. Produksjon av råolje assosieres med høyere utslipp per enhet produsert enn produksjon av gass (Gavenas et al., 2015).

Fra figur 6 under ser man en oversikt av gjennomsnittlig utslipp av antall kg CO₂-ekvivalenter per produsert fat oljeekvivalent, og en ser at Norge og Midtøsten er de aktørene med lavest miljøavtrykk per produserte fat o.e. Tilstedeværelsen av karbonlekkasje kan resultere i at et kutt i norsk petroleumstilbud gir økte klimagassutslipp dersom tilbudet blir tatt opp av andre aktører som har høyere utslipp per produserte fat o.e. I oppgaven min tar jeg utgangspunkt i Norsk olje & gass (2021) sitt tall på 8.4 kg CO₂ utslipp per salgbare fat o.e, dette tilsvarer omtrent 53 kg CO₂ per Sm³ o.e.³



Figur 6: Klimagassutslipp per produsert enhet i ulike petroleumprovinser 2003-2019 (Kg CO₂-ekvivalenter per produsert fat oljeekvivalent). Figuren er hentet fra Norsk olje & gass (2021).

² I 2019 og 2020 lå Norge sitt utslipp av spesifikt kg CO₂ per salgbare fat o.e. på respektivt 9,4 og 8,4 (Norsk olje & gass, 2021)

³ 1 Sm³ = 6,2898 fat

Det har vært vanskelig å finne et tall på gjennomsnittlig kg CO₂ som blir sluppet ut per Sm³ o.e. produsert på verdensbasis, men Norsk olje & gass (2021) skriver at Norge sitt utslipp av klimagasser per produserte enhet er under halvparten av det globale gjennomsnittet. For enkelhetens skyld velger jeg å sette det globale gjennomsnittet til 106 kg CO₂ per produserte Sm³ o.e.

3.2 Petroleumsreservene til aktive felt i Norge

Ved overgangen til 2022 var det over 100 felt i produksjon, under utbygging eller som har planer om re-utvikling. Mengden av de forskjellige petroleumsproduktene som Norge kan produsere blir naturligvis bestemt av hvilke ressurser Norge har tilgang på, og de gjenværende reservene i de aktive feltene anslås til å være omtrent 2494 millioner Sm³ o.e, der gass utgjør ca. 58 prosent (Norsk Petroleum, 2022b).⁴ Dette er relevant å presisere da produksjon og konsum av råolje, gass, NGL og kondensat har forskjellige miljøavtrykk.

Antall kg CO₂-ekvivalenter som slippes ut ved forbrenningen av en energikilde omtales som utslippsfaktoren til kilden. Mens forbrenning av råoljeprodukter i gjennomsnitt slipper ut ca. 2660 kg CO₂ per Sm³ som brennes så slipper naturgass ut omtrent 2000 kg CO₂ per Sm³ o.e. som brennes (U.S. Energy Information Administration, 2021). Råoljeprodukter er altså ikke kun korrelert med høyere utslippsintensitet ved produksjon slik som Gavenas et al. (2015) dokumenterte, men gir også høyere utslipp av klimagasser ved forbrenning relativt til gass. Videre blir gass i større grad brukt som et substitutt til kull enn olje, noe som bidrar ytterligere til å gjøre gass miljøvennlig da kull har en utslippsfaktor på 3570 kg CO₂ per Sm³ o.e (Miljødirektoratet, 2018). Siden NGL er flytende gass så antar jeg at utslippsfaktoren til NGL og gass er lik.

3.3 Norge sin gassproduksjon

Naturgass står for omtrent 24 prosent av verdens totale forbruk av energi og forventes å bli enda viktigere fremover. Som verdens tredje største eksportør av gass leverer Norge mellom

⁴ 1044 millioner Sm³ olje og 1450 milliarder Sm³ gass. NGL og kondensater utgjør henholdsvis 3,9 og 0,8 prosent av reservene. Brenna, A. L. (2017a). Norge har større gassreserver enn oljereserver. <https://enerwe.no/norge-har-storre-gassreserver-enn-oljereserver/148954>

20 og 25 prosent av EUs gassforbruk og bidrar til økt stabilitet i det europeiske energimarkedet (Norsk Petroleum, 2020). Til tross for begrenset litteratur på effektene av en eventuell reduksjon i Norsk gassproduksjon er det rimelig å anta at en redusert gassproduksjon vil slå negativt ut på klimaregnskapet. Jeg skal i dette kapittelet skrive om utfordringene ved å skille gassproduksjon fra oljeproduksjonen og følgene som dette gir.

På bakgrunn av gass sitt lave miljøavtrykk relativt til andre fossile energikilder er det fornuftig å tenke at det vil være hensiktsmessig å fortsette produksjonen av gass, men skalere ned produksjon av råolje. Spørsmålet er i hvilken grad dette lar seg gjøre. Direktør for næringspolitikk og kommunikasjon i interesseorganisasjonen Norsk olje og gass, Tomme Hansen ble i 2017 spurt om Norge kan droppe oljen og satse utelukkende på gass og svarte at det kan være vanskelig både fra et teknisk og et økonomisk synspunkt (Brenna, 2017b). De fleste felt inneholder både olje og gass i forskjellige blandinger og disse produktene må behandles for å skilles fra hverandre. Journalisten Anders Brenna (2017b) skriver selv at det korte svaret er at det ikke er mulig å droppe oljen og satse utelukkende på gass.

Rystad Energy (2021) sin rapport ser på effektene av et produksjonskutt på norsk sokkel og legger til grunn at et kutt i oljeproduksjon gir et tilsvarende kutt i gassproduksjonen. Det hevdes også at et isolert produksjonskutt fra oljefelt vil redusere gassproduksjonen, da oljefelt på norsk sokkel produserer omtrent 20 prosent assosiert gass (Rystad Energy, 2021).

Det er altså noe usikkert hvor mye et kutt i oljeproduksjon vil påvirke gassproduksjonen, men det er nærliggende å anta at å kun utvinne gass fra et felt vil redusere lønnsomheten drastisk og forhindre mange felt fra å bli bygget. Dersom det skjer, kutter en ikke bare oljeproduksjon, men også gassproduksjonen.

På bakgrunn av at det er vanskelig å skille oljeproduksjon fra gassproduksjon, finner jeg det fornuftig å se på petroleumproduksjonen som en helhet istedenfor å isolere oljeproduksjonen. Jeg antar videre at et kutt i oljeproduksjonen gir et tilsvarende kutt i gassproduksjonen.

Følgene av et kutt i norsk gassproduksjon vil avhenge av hvordan energien erstattes. Norsk Petroleum (2020) hevder at det er enkelt å erstatte kull med gass i strømproduksjon og dette gjelder naturligvis også andre veien. Fæhn et al. (2017) deler dette synet og skriver at substituerbarheten fra gass til kull er mye høyere enn fra olje til kull.

Selv om Fæhn et al. (2017) undersøker effekten av et produksjonskutt i oljeproduksjon, og ikke et kutt i gassproduksjon kan mekanismene virke likt på gass som på olje. Fæhn et al. (2017) estimerer at 1 enhet reduksjon i oljeproduksjon gir omtrent 8.8 prosent lekkasje til kull og gass markedet. Siden substituerbarheten mellom gass og kull er større enn substituerbarheten til kull og olje kan det tenkes at lekkasjen fra gass til kull vil være enda større enn lekkasjen fra olje til kull. Dette vil være uheldig da kull har om lag dobbelt så høyt CO₂-utslipp ved strømproduksjon relativt til gass (Norsk Petroleum, 2020).

Det er vanskelig å vite nøyaktig hvilken energimiks som ville erstattet et bortfall av norsk gass, men høye transportkostnader på gass gir et mer regionalt marked, sett opp mot olje og kull som anses til å være verdensmarkeder (Bye & Rosendahl, 2012). Dette gjør at det er mulig å forstå seg på hva substituttet til norsk gass blir, og Rystad Energy (2021) mener mye av tilbudet vil bli tatt opp av russisk rørgass som har høyere miljøavtrykk enn norsk gass. Dette er på bakgrunn av at russisk gass må transporteres omtrent fire ganger så langt som norsk gass til nordvest-Europa (Rystad Energy, 2021). Dette er utslagsgivende i deres estimer da de skriver at et kutt i norsk gassproduksjon resulterer i en total økning på omtrent 201 kg CO₂-ekvivalenter per Sm³ o.e. produsert.

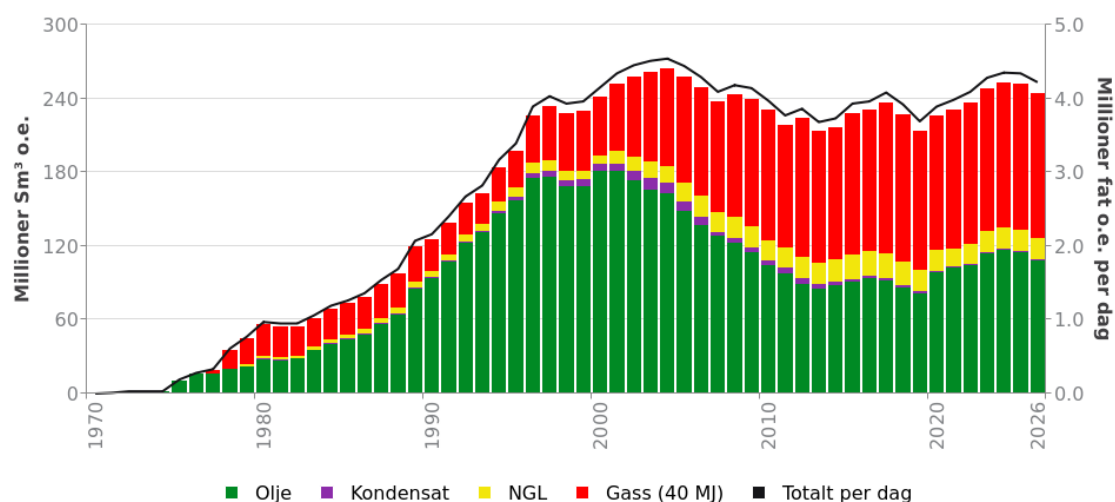
Invasjonen av Ukraina gir Europa store geopolitiske utfordringer ved å avhenge av russisk rørgass, og det kan tenkes at sikkerhetssituasjonen er endret for lang tid fremover. Både redusert etterspørsel og tilbud av russisk gass presser prisene på norsk gass opp, som gjør at Norge kan bli en enda viktigere og større eksportør av gass i markedsverdi og i volum. For å undersøke hvor konkurransedyktig et kutt i norsk petroleumsproduksjon er som klimatiltak etter invasjonen, skal jeg se hvordan betydelig høyere priser for gass og olje preger tiltakskostnaden.

4 Petroleumssektoren i Norge fremover

Jeg velger å undersøke hvor konkurransedyktig et kutt i petroleumsproduksjonen er som klimatiltak frem til år 2030. Jeg vil i dette kapittelet skrive om produksjonsprognosene for norsk petroleum frem til 2030 og redegjøre for faktorer som i stor grad påvirker lønnsomheten i petroleumssektoren, og dermed også prisen for å kutte et tonn CO₂-ekvivalenter gjennom et kutt i norsk petroleumsproduksjon. For petroleumfelt med levetid som strekker seg forbi 2030 redegjøres det også for faktorene videre frem til feltets nedlegging.

4.1 Produksjonsprognoser

Som vi ser fra figur 7 kan vi se at produksjonen historisk sett ligger på et høyt nivå med omtrent 4 millioner fat o.e. produsert per dag. Oljedirektoratet (2021) forventer at produksjonen kommer til å ligge stabilt høyt, med en produksjonstopp i 2024. Dette er som følge av et rekordhøyt antall aktive felt på norsk sokkel, og en betydelig opptrapping i produksjonen i Johan Sverdrup feltet som anslås til å stå for omtrent 35 prosent av den totale oljeproduksjonen på norsk sokkel når det kommer i full drift (Oljedirektoratet, 2021).



Figur 7: Historisk og forventet produksjon i Norge 1970 – 2026. Figuren er hentet fra Norsk Petroleum (2022c).

Jeg tar utgangspunkt i produksjonsprognosene i figur 8 som ble fremlagt av Oljedirektoratet, der estimerer de petroleumsproduksjonen frem til 2031 (Norsk Petroleum, 2022c). Disse prognosene skiller imidlertid ikke mellom råolje, gass, NGL eller kondensat, da de kun ser på

totalt antall Sm³ o.e. produsert. Det er her behov for å skille mellom de forskjellige petroleumsproduktene siden de har forskjellig pris, utslippsintensitet og karbonlekkasje, og disse faktorene vil gi utslag i både lønnsomheten og klimaregnskapet til petroleumssektoren.

Jeg benytter meg av prognosene i figur 7 som anslår produksjonen av de forskjellige produktene frem til 2026 og antar at sammensetningen av petroleumsprodukter i produksjonen vil være lik frem mot 2030. Siden kondensat i 2021 var en forsvinnende liten del av petroleumsproduksjonen og er ventet å bli enda mindre, velger jeg å ikke ta hensyn til kondensat.



Figur 8: Produksjonshistorikk og prognose fordelt på modenhet av ressursene, 2017-2031. Figuren er hentet fra Norsk Petroleum (2022c).

Siden jeg også skal undersøke om det er hensiktsmessig å stanse utbygging av petroleumssektoren trenger jeg også produksjonsprognoser for nylig oppstartede felt da jeg skal bruke disse for å uttale meg om utvinningsraten til fremtidige felt. Jeg tar for meg alle de 11 feltene som har åpnet for første gang siden årsskiftet 2017/2018 og kartlegger historisk produksjon og anslår fremtidig produksjon.⁵ For feltene med produksjonshistorikk bruker jeg denne for å anslå videre produksjon ved å sette fremtidig årlig produksjon lik feltets produksjon i 2021. For felt som er helt nyåpnet og enda ikke har nevneverdig produksjonshistorikk setter jeg feltets levetid til 10 år og fordeler derfor utvinningen av reservene over 10 år.

⁵ Rangert fra tidligst til senest produksjonsstart: Aasta Hansteen, Oda, Trestakk, Utgard, Johan Sverdrup, Skogul, Dvalin, Martin Linge, Duva, Solveig og Ærfugl Nord

4.2 Olje- og gasspris

Prisen på olje og gass er naturligvis avgjørende for lønnsomheten i petroleumsindustrien. Vi kan se i figur 9 at oljeprisen varierer mye over tid. Gjennom 2019 og fem til mars 2020 lå oljeprisen mellom 55 og 73 dollar fatet. Usikkerhet skapt av koronapandemien forårsaket deretter et fall i oljeprisen til omtrent 15 dollar fatet mot slutten av april 2020. Høyere økonomisk aktivitet og lovnader om produksjonskutt fra land både i og utenfor OPEC i mai 2020, ga både økt etterspørsel og redusert tilbud, hvilket resulterte i stigende priser i 2020



Figur 9: WTI Crude Oil Prices – 3 year daily chart. Figuren er hentet fra Macrotrends (2022).

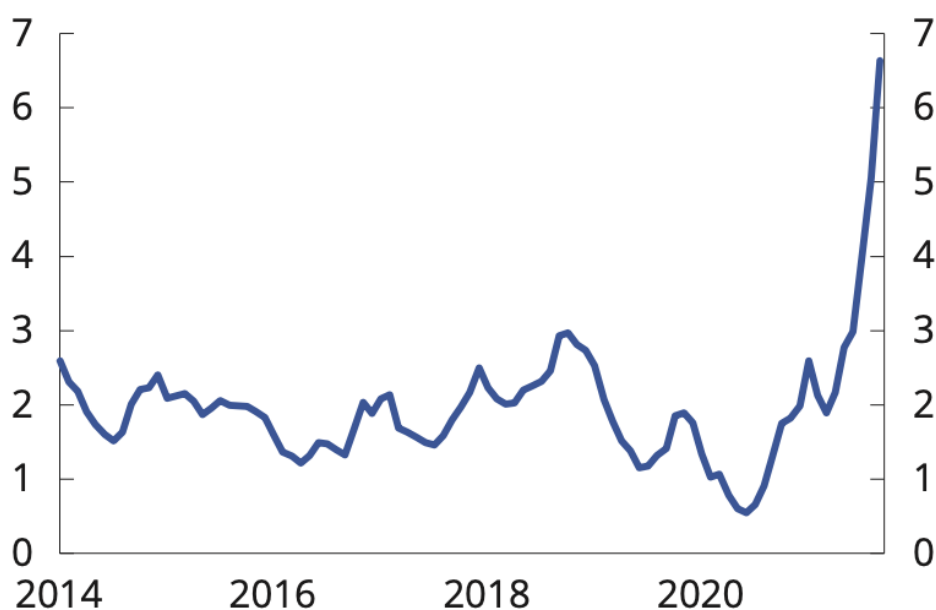
(Aune et al., 2020). 2021 ga en videre økning i oljeprisen og Russland sin invasjon av Ukraina i februar 2022 bidro ytterligere til økt usikkerhet som ga en toppnotering i begynnelsen av mars hvor man så et fat olje til 123,7 dollar.

Store svingninger energiprisene gjør det vanskelig å predikere en gjennomsnittlig salgspris for det aktuelle petroleumsproduktet, men for å regne på eventuelle tapte inntekter av et produksjonskutt må man ta utgangspunkt i en pris.

Aune et al. (2020) legger til grunn en uendret gjennomsnittlig realpris på 50 dollar fatet frem til 2030 fra årsskiftet 2021/2022, dette innebærer en 2% nominell prisstigning i året slik at 2030

gir en omtrentlig pris på 60 dollar fatet. Finansdepartementet (2021) regner i statsbudsjettet med at oljeprisen i 2022 kommer til å ligge på 67 dollar fatet, og følgelig en pris på 78 dollar fatet i 2030.⁶ International Energy Agency (2021) predikerer forskjellige priser på olje for forskjellige scenarier, og anslår i likhet med Finansdepartementet (2021) at oljeprisen i 2030 vil ligge på omtrent 77 dollar fatet dersom produsenter og konsumenter i markedet etterlever klimatiltak som allerede er lovet. Mohn (2020) hevder imidlertid at IEA sine anslag er preget av proteksjonisme ovenfor eksisterende petroleumsnæringer, da de undervurderer effekten av fornybare energikilder som sol og vindkraft. På bakgrunn av dette kan det være at IEA (2021) sine anslag er noe høye.

Jeg vil videre i oppgaven basere meg på noe som befinner seg mellom anslagene fra Aune et al. (2020), Finansdepartementet (2021) og IEA (2021). Jeg tar utgangspunkt i en oljepris på 60 dollar fatet (2022-kroner) som tilsvarer omtrent 377 dollar per kubikkmeter råolje.



Figur 10: Gasspris i Europa. Kroner per Sm³. Januar 2014 – September 2021. Figuren er hentet fra Finansdepartementet (2021).

I figur 10 kan vi se at gassprisen har hatt en drastisk oppgang siden koronapandemien traff i mars 2020. I 2021 fikk selskapene bedre betalt for gass enn olje dersom man måler per energiekvivalent (Finansdepartementet, 2021). Videre skriver Finansdepartementet (2021) at dette ikke nødvendigvis vil holde seg da prisene for 2022 og fremover vil bli lavere enn i 2021,

⁶ Med 2% nominell prisstigning

der det ble lagt til grunn en gjennomsnittlig pris på 270 dollar per Sm³ o.e.⁷ For 2022 ble det lagt til grunn en gjennomsnittlig pris på omtrent 207 dollar per Sm³ o.e., men med forventninger om at gassprisen vil ta seg betydelig opp fra og med 2023 som følge av et strammere globalt gassmarked (Finansdepartementet, 2021). IEA (2021) deler dette synet og anslår en gjennomsnittlig pris på omtrent 263 dollar per Sm³ o.e.

Siden Finansdepartementet (2021) anslår at gassprisen vil ta seg betydelig opp fra 207 dollar per Sm³ o.e. i 2022, og IEA (2021) anslår en pris på 225 dollar per Sm³ o.e. tar jeg utgangspunkt i dette for resten av oppgaven.⁸ Det er verdt å merke seg at dette kan anses som et meget konservativt anslag, gitt et redusert tilbud av gass fra Russland.

Det er vanskelig å finne konkrete prisanslag for NGL, men U.S. Energy Information Administration (2022) skriver at prisene for NGL historisk sett har ligget tett opp mot prisene for råolje. Dette har endret seg litt siden 2008, men de ligger et sted mellom naturgass og råolje. NGL er i motsetning til naturgass enklere å frakte og oppbevare og har derfor et mer verdensomspennende marked som gir større etterspørsel (U.S. Energy Information Administration, 2022). På bakgrunn av dette og for enkelthetsens skyld velger jeg å anta at prisen for NGL vil ligge midt mellom prisen for råolje og naturgass. Dette tilsvarer en gjennomsnittlig pris på omtrent 301 dollar per Sm³ o.e.

4.3 Valutakurser

Siden petroleumsprodukter handles internasjonalt blir transaksjonene utført i andre valutaer enn den norske kronen, dette impliserer at kronekursen er avgjørende for lønnsomheten til oljenæringen. Inntektene gis i utenlandsk valuta, mens kostnadene alltid kommer i norske kroner. For eksempel råolje handles tilnærmet alltid i amerikanske dollar, noe som gjør at prisen som norske råoljeprodusenter får for oljen preges mye av NOR/USD valutakrysset.

I figur 11 kan vi se kronekursen fra omtrent de siste 5 årene og som en ser så er det store svingninger. I dette tidsrommet var kronen på sitt sterkeste i februar 2018 og på sitt svakeste når koronapandemien virkelig traff i mars 2020, da måtte en gi henholdsvis 7,66 NOK og 11,37

⁷ 2350 kr per Sm³ o.e = 270 dollar per Sm³ o.e.

⁸ IEA (2021) anslår 263 dollar per Sm³ o.e. i 2030. 2% årlig diskontering gir 225 dollar per Sm³ o.e. i 2022.



Figur 11: NOK/USD 31.12.2017-31.12.2021. Figuren er hentet fra Norges Bank (2022).

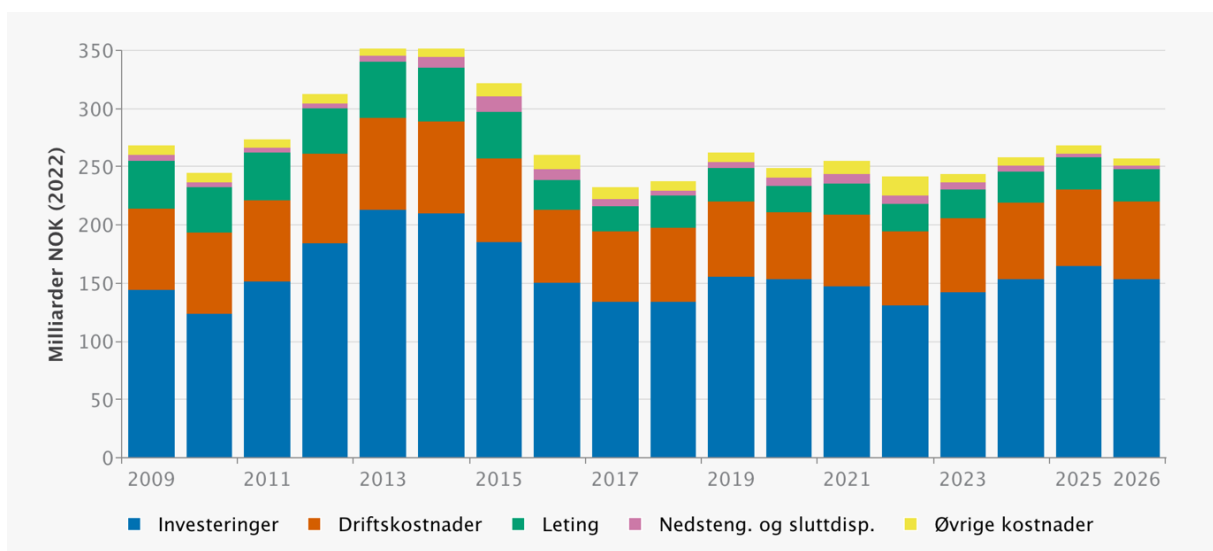
NOK for en USD. I forhold til gjennomsnittet i perioden på 8,7 NOK/USD er dette en prosentvis endring på minus 12 til pluss 31 prosentpoeng. Videre i oppgaven vil jeg ta utgangspunkt i et gjennomsnitt på 8,7 NOK/USD. .

Gass og NGL handles ikke kun i amerikanske dollar, men siden jeg har prisanslag for gass og NGL frem til 2030 gitt i dollar tar jeg ikke hensyn til svingninger i Euroen eller andre valutakryss.

4.4 Kostnader av norsk petroleumsproduksjon

Inntektene til norsk petroleumsproduksjon er enkle å kartlegge og trenger derfor ikke redegjøres for. Kostnadene derimot er det større usikkerhet knyttet til, og jeg skal i dette kapittelet skrive litt om historiske kostnader og forsøke å anslå fremtidige kostnader.

I figur 12 kan vi se totalkostnadene til petroleumssektoren i tidsperioden 2009-2020 og prognoser frem til 2026. Kostnadene var på sitt høyeste i 2014 med 363 milliarder norske kroner, men et betydelig fall i oljeprisen resulterte i redusert utvinning og aktivitet. Dette gjorde at man så betydelig reduserte investeringer som ga totale kostnader på 233 milliarder norske kroner i 2017.

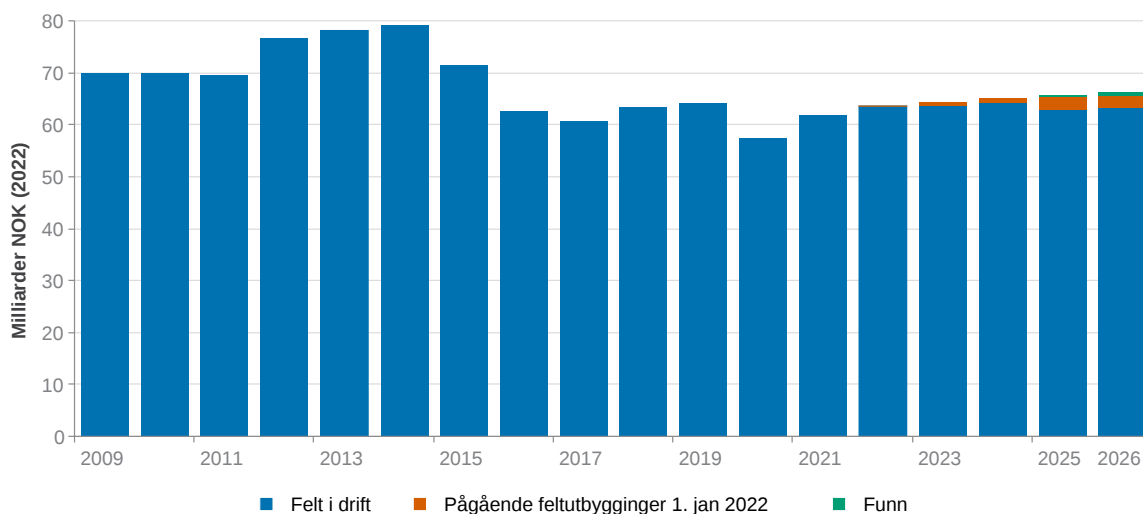


Figur 12: Aggregerte kostnader fordelt på kategori. Historiske tall for 2009-2020 og prognose for 2021-2026. Figuren er hentet fra Norsk Petroleum (2022d).

Vedlikehold og utgifter til daglig drift som for eksempel lønn utgjør mesteparten av driftskostnader på norsk sokkel. I 2021 var de samlede driftskostnadene i underkant av 62 milliarder kroner, og dette nivået vil ifølge Norsk Petroleum (2022d) holde seg stabilt fremover på grunn av stadig flere felt i produksjon. Det kan tenkes at kostnadsnivået per enhet en utvinner vil øke med tiden, siden selskaper sannsynligvis vil starte med de mest lønnsomme feltene. Dette kan dog motvirkes av teknologiutvikling, men det vil uansett være usikkerhet rundt fremtidige driftskostnader.

De aggregerte kostnadene hensyntar investeringer, letekostnader, driftskostnader, kostnader ved nedstenging og øvrige kostnader. Disse kostnadene reflekterer de faktiske kostnadene til et felts fulle levetid og derfor også kostnadene til utvinningen. Dette er mest relevant dersom en ønsker å undersøke om fremtidig utbygging er ønskelig, men ikke dersom en ønsker å undersøke om det er lønnsomt å fortsette med utvinning på allerede eksisterende felt. Når et felt først er bygget er både kostnader til leting og utbygging allerede tatt og er derfor irreversible, da er det kun marginalkostnadene til feltet som kostnader til videre drift og nedstenging som er relevant. Jeg antar at kostnadene til nedstenging er lik uavhengig av når det utføres og ser derfor vekk fra denne kostnaden når jeg undersøker om det er lønnsomt å stenge ned allerede eksisterende felt. For å undersøke om det er et kostnadseffektivt klimatiltak å legge ned plattformer som allerede er bygget tar jeg derfor kun utgangspunkt i driftskostnadene. Jeg tar utgangspunkt i Norsk Petroleum (2022d) sine prognoser som ses under i figur 13. Siden prognosene for kostnader bare går til 2026, men prognosene for

produksjon går frem til 2031 tar jeg utgangspunkt i forholdet mellom den anslåtte driftskostnaden og produksjonsprognosen i 2026 og bruker dette for å anslå driftskostnadene frem til 2030.



Figur 13: Driftskostnader spesifisert på feltstatus. Historiske tall for 2009-2020 og prognose for 2021-2026. Figuren er hentet fra Norsk Petroleum (2022d).

Siden jeg også undersøker om det er hensiktsmessig å stoppe utbygging av nye felt av hensyn til klima, vil jeg også undersøke hvordan tiltakskostnaden endrer seg når en hensyntar alle kostnadene i feltets levetid, fra start til slutt.

Det er rimelig å anta at teknologiutvikling har gitt mer kostnadseffektive måter å lete og bygge ut felt på, som taler for at investerings- og kostnadsnivåene til nyere felt er egnet til å predikere fremtidige investerings- og kostnadsnivåer. Jeg velger derfor å kartlegge investeringer, anslåtte driftskostnader og inntekter for de 11 feltene som er åpnet for første gang siden årsskiftet 2017/2018. Jeg ekskluderer felt som tidligere har vært i drift, da deler av investeringskostnadene for disse feltene allerede har blitt tatt.⁹

All data om historisk og fremtidig investering og produksjon på hvert felt blir hentet fra Oljedirektoratet sine faktasider. Historiske og fremtidige investeringer, driftskostnader og inntekter blir omgjort til 2022-kroner slik at kostnader og inntekter kan sammenlignes på tvers av år. Historiske og fremtidige driftskostnader er ikke tilgjengelig, og jeg velger derfor å anta

⁹ Feltene Yme og Tor er gjenåpnet og blir derfor ikke tatt med i beregningen.

at driftskostnaden per Sm^3 o.e. produsert er lik som gjennomsnittet for sektoren i 2022. Denne skaleres opp med produksjonsvolumet til hvert felt for å estimere driftskostnadene til feltet.¹⁰

4.5 Petroleumsskattesystemet

I likhet med andre kostnader påvirker skatt investeringsavgjørelsen og jeg skal i denne delen diskutere petroleumsskattesystemet og redegjøre for hvorfor jeg ikke hensyntar skatt på inntekter eller kostnader i denne oppgaven.

På bakgrunn av den ekstraordinære lønnsomheten ved utvinning av petroleumsressurser blir oljeselskaper skattlagt på andre måter enn ordinære bedrifter. Petroleumsskattesystemet ilegger oljeselskaper en særskatt på 56 prosent oppå den ordinære skattesatsen på 22 prosent for å sørge for at verdiskapningen skal komme hele samfunnet til gode (Norsk Petroleum, 2022e). Petroleumsskattesystemet har som mål å virke nøytralt på investeringsbeslutninger, hvilket betyr at et prosjekt som er lønnsomt for en investor før skatt også vil være det etter skatt. Dette er for å sikre at prosjekter som er i samfunnets beste interesse å gjennomføre blir gjennomført. Til tross for at petroleumsskattesystemet etterstreber å virke nøytralt, er det vanskelig å gjennomføre og det er noe usikkert hvorvidt systemet faktisk er nøytralt.

Skattereglene for petroleumssektoren sier at investeringer i driftsmidler skal avskrives lineært over seks år, i motsetning til å trekkes fra inntekten i sin helhet på investeringstidspunktet. Dette utgjør en kostnad for oljeselskapene, da de det første året kun får trekke fra $\frac{1}{6}$ av investeringskostnaden fra inntektene, og derfor må skatte på et høyere profittgrunnlag enn dersom de hadde fått trukket fra $\frac{6}{6}$ av kostnaden med en gang. Selskapene blir altså skattlagt høyere enn profitten skulle tilsi i begynnelsen av de seks årene, og lavere mot slutten av de seks årene. Siden nåverdien av fremtidige skatteutt er lavere enn nåverdien av skatteutt i dag, kompenseres dette for gjennom en friinntekt. Denne friinntekten gir selskapene et ekstra

¹⁰ Driftskostnaden per Sm^3 o.e. som hentes opp er gitt ved anslåtte driftskostnader i petroleumssektoren i 2022 dividert på anslått antall Sm^3 o.e. som ble produsert i 2022. Dette er $\frac{64\,000\text{ MNOK}_{2022}}{235\text{ M Sm}^3\text{ o.e.}} = 271\text{ NOK}_{2022}$

Norsk Petroleum. (2022d). *Investeringer og driftskostnader*.

<https://www.norskpetroleum.no/okonomi/investeringer-og-driftskostnader/>

Norsk Petroleum. (2022c). *Produksjonsprognoser*. Hentet 23.03.2022 fra

[https://www.norskpetroleum.no/produksjon-og-](https://www.norskpetroleum.no/produksjon-og-eksport/produksjonsprognoser/#:~:text=I%202021%20ble%20det%20produsert,Sm%C2%B3%20o.e.%20i%20r)

[eksport/produksjonsprognoser/#:~:text=I%202021%20ble%20det%20produsert,Sm%C2%B3%20o.e.%20i%20r](https://www.norskpetroleum.no/produksjon-og-eksport/produksjonsprognoser/#:~:text=I%202021%20ble%20det%20produsert,Sm%C2%B3%20o.e.%20i%20r)
ekord%C3%A5ret%202004.

fradrag i beregningsgrunnlaget for særskatt, og den utgjør 20,8 prosent over fire år. Den er bakt inn i særskattegrunnlaget på 56 prosent (Norsk Petroleum, 2022e).

Leterefusjonsordningen er en annen komponent i petroleumsskattesystemet som har som mål å redusere inngangsbarrierene og forbedre likviditeten for nye aktører. Ordningen innebærer at selskaper som går med underskudd kan få utbetalt deler av letekostnadene umiddelbart fra ligningsmyndighetene (Norsk Petroleum, 2022e).

Finansdepartementet (2021b, s. 57) skriver at dagens petroleumsskattesystem resulterer i at verdien av investeringsfradragene (avskrivning, friinntekten, leterefusjon og rentefradrag fra gjeld) er høyere enn den ville vært med en nøytral petroleumsskatt. Dette kan tale for at skattesystemet er investorvennlig, hvilket impliserer at prosjekter som ikke er lønnsomme for samfunnet, fortsatt kan bli lønnsomme for selskaper. Det er dog uenighet om dette da for eksempel Osmundsen og Johnsen (2013) argumenterer for at petroleumsskattesystemet er investorfiendtlig. Finansdepartementet sendte i 2021 et forslag om å endre særskatten slik at den blir en kontantstrømskatt (Norsk Petroleum, 2022e).

På bakgrunn av at petroleumsskattesystemet intenderer å virke nøytralt på investeringsbeslutninger, og at systemet muligens endrer seg velger jeg å se bort ifra effekter av skatt på inntekter og kostnader i denne oppgaven. Dette vil også gjøre det enklere å sammenligne resultatene på tvers av sektorer der de forskjellige aktørene opererer under forskjellige skattesystemer.

4.6 Andre variabler

Diskonteringsraten påvirker viktigheten av fremtidige inntekter og kostnader, og er med å bestemme hvor lønnsom fremtidig petroleumproduksjon er. Diskonteringsraten har til oppgave å reflektere tidspreferanse, alternativkostnaden på å binde kapital og risiko. Finansdepartementet (2014) setter diskonteringsraten til 4 prosent ved samfunnsøkonomiske vurderinger, men skriver at det kan være hensiktsmessig å benytte seg av mer sektorspesifikke diskonteringsrater. For å vurdere den samfunnsøkonomiske lønnsomheten av petroleumsutvinning setter jeg derfor diskonteringsrenten til 7 prosent i tråd med Olje og

energidepartementet (2018) sin anbefalte diskonteringsrate for inntekts- og kostnadsstrømmer i petroleumssektoren.

For prisveksten til olje, gass og NGL velger jeg en nominell prisvekst på 2% slik som Aune et al. (2020) gjør når de anslår oljeprisen fremover i tid.

Karbonlekkasje er en av de største utfordringene når en ønsker å redusere det globale utslippet, og størrelsen på karbonlekkasjeraten er avgjørende for effekten av et kutt i norsk petroleumsproduksjon. Det er gjort en rekke studier på karbonlekkasje, og relevant litteratur skrevet av Arroyo-Currás et al. (2015), Branger og Quirion (2014) og Hoel et al. (2012) plasserer den gjennomsnittlige karbonlekkasjen et sted mellom 10-40 prosent avhengig av sektor og tidshorisont. Energimarkedet derimot, og spesielt fossile brensler har en høyere lekkasjerate da etterspørselen etter råoljeprodukter historisk sett har hatt en tendens til være mer uelastisk relativt til andre goder (Fæhn et al., 2017).

Rystad Energy (2021) opererer i sin rapport med en lekkasjerate på 91 prosent på olje og 90 prosent på gass, mens dette virker høyt finner en litteratur som kan underbygge en så høy lekkasjerate. Hassler og Krusell (2012) og Hoel et al. (2012) undersøker karbonlekkasje ved hjelp av teoretiske rammeverk og finner lekkasjerater på 80-100 prosent i fravær av unison handling mellom verdens aktører. Her er det verdt å merke seg at modellene har strenge forutsetninger, og ikke nødvendigvis etterstreber å portrettere virkeligheten på best mulig måte. Fæhn et al. (2017) analyserer situasjonen i Norge og anslår karbonlekkasjen fra et kutt i norsk oljeproduksjon til å være 67,6 prosent. Det er altså knyttet stor usikkerhet til størrelsen på lekkasjeraten, men jeg velger å benytte meg av Fæhn et al. (2017) sitt estimat videre i denne oppgaven.

Siden petroleumssektoren står for omtrent 5 prosent av Norges sysselsatte og en stor del av både Norge sin eksportinntekt og bruttonasjonalprodukt vil en nedlegging sannsynligvis ha virkninger på resten av økonomien. Jeg velger i denne oppgaven å se på petroleumssektoren isolert sett, og tar derfor ikke hensyn til eventuelle virkninger som en nedleggelse eller nedskalering vil ha på resten av økonomien i Norge.

5 Modell

Jeg tar her utgangspunkt i faktorene nevnt ovenfor og setter opp en modell for å regne på hvor konkurransedyktig et kutt i petroleumsproduksjonen er som klimatiltak.

i = petroleumsprodukt, olje = 0, NGL = 1, gass = 2

t = tidsperiode, 0 = 2022

$q_{i,t}$ = produksjon av produkt i i antall Sm³ o.e. i tidsperioden t

$p_{i,t}$ = pris for produkt i i tidsperioden t

C_t = Totale kostnader i tidsperioden t

$c_{i,t}$ = produksjonskostnader for produkt i tidsperioden t

E_t = Totalt antall kg CO₂-ekvivalenter sluppet ut i tidsperioden t

$e_{i,t}$ = Antall kg CO₂-ekvivalenter sluppet ut fra produkt i i tidsperioden t

u_i = utslippsfaktor til produkt i

α = karbonlekkasje

τ = antall kg CO₂-ekvivalenter som slippes ut per produserte Sm³ o.e.

z = tiltakskostnaden i pris per tonn CO₂-ekvivalent som spares

r = diskonteringsraten

Den totale inntjeningen, R , fra petroleumssektoren i tidsperioden t gis ved salg av hvert petroleumsprodukt multiplisert med prisen for sagt petroleumsprodukt:

$$R_t = q_{olje,t} * p_{olje,t} + q_{gass,t} * p_{gass,t} + q_{NGL,t} * p_{NGL,t} \quad (1)$$

De totale kostnadene for å utvinne petroleumsproduktene, C , i tidsperioden t er gitt ved:

$$C_t = c_{olje,t} + c_{gass,t} + c_{NGL,t} \quad (2)$$

Her er det viktig å notere seg at det er vanskelig å skille mellom kostnadene for de respektive produktene siden de utvinnes i lag. Derfor er det bare de totale kostnadene C_t vi kan tallfeste.

Profitten i tidsperioden t gis av inntekter minus kostnader i tidsperioden t og blir følgende:

$$\pi_t = R_t - C_t \quad (3)$$

Antall CO₂-ekvivalenter en sparer på kuttet i tidsperioden t bestemmes av utslipp ved produksjon, utslipp ved forbrenning og karbonlekkasjen fra hvert forskjellige produkt. Dette kan skrives som:

$$E_t = e_{olje,t} + e_{gass,t} + e_{NGL,t} \quad (4)$$

Tonn CO₂-ekvivalenter spart fra redusert produksjon av i i tidsperioden t kan skrives som følger:

$$e_{i,t} = q_{i,t} * (1 - \alpha) * u_i + q_{i,t} * (\alpha)(\tau_{Norge} - \tau_{verden}) \quad (5)$$

Siden lekkasjeraten er α_i , blir nettoeffekten av utslippskuttet på global produksjon av produktet i $(1 - \alpha_i)$. Det første leddet gir altså hvor mange tonn CO₂-ekvivalenter som spares gjennom en redusert produksjon, og dermed også forbruk av produktet i siden u_i betegner utslippsfaktoren til produkt i . Det andre leddet gir hvor mange tonn CO₂-ekvivalenter som spares på at produksjonen flyttes ut av Norge. Dette leddet blir negativt som følge av at produksjonsintensiteten i Norge er lavere enn den gjennomsnittlige produksjonsintensiteten ($\tau_{Norge} < \tau_{verden}$).

Prisen per tonn CO₂-ekvivalent som spares, z , blir gitt ved den totale profitten dividert på antall tonn CO₂ som forhindres fra å bli sluppet ut og blir som følger:

$$z = \frac{\pi_t}{E_t} \quad (6)$$

Fra (3) og (4) får vi at z blir som følger:

$$z = \frac{q_{olje,t} * p_{olje,t} + q_{gass,t} * p_{gass,t} + q_{NGL,t} * p_{NGL,t} - C_t}{e_{olje,t} + e_{gass,t} + e_{NGL,t}} \quad (7)$$

6 Resultater

I denne delen skal jeg anvende modellen ovenfor og finne tiltakskostnaden til et kutt i norsk petroleumsproduksjon gjennom å stenge ned felt som allerede er bygget ut og gjennom å ikke bygge videre ut.

6.1 Tiltakskostnaden ved å legge ned utbygde felt

I den første utregningen tar jeg utgangspunkt i faktorene som jeg har definert tidligere og beregner hvor mange tonn CO₂-ekvivalenter en sparer og hvor mye inntekter en taper i tidsperioden 2022-2030 ved å legge ned aktive felt. Disse størrelsene brukes til å finne tiltakskostnaden av å legge ned aktive feil.

Til tross for at det er liten eller ingen interesse for å stenge all produksjon kontant i Norge, kan kostnaden for å gjøre dette tjene som et utgangspunkt for å se hva det vil koste i forhold til hvor mange tonn Co₂-ekvivalenter en sparer miljøet for.

Størrelsen på de forskjellige variablene er som følger:

$$p_{olje,t} = 3\,283 \text{ NOK} * 1,02^t$$

$$p_{gass,t} = 1\,958 \text{ NOK} * 1,02^t$$

$$p_{NGL,t} = 2\,620 \text{ NOK} * 1,02^t$$

$$r = 0,07$$

De totale inntektene i tidsperioden 2022 ($t = 0$) frem til 2030 ($t = 8$) gis ved å sette inn for pris og kvantum i (1) som gir:

$$\sum_{t=0}^8 R_t = 4\,620\,877 \text{ MNOK}_{2022}$$

Kostnadene til utvinning av petroleum i felt som allerede er bygget er bare marginkostnadene, som her representeres ved driftskostnadene i tidsperioden 2022 frem til 2030:

$$\sum_{t=0}^8 C_t = 442\,912 \text{ MNOK}_{2022}$$

Den totale profitten fra salg av petroleum fra år 2022 ($t = 0$) frem til 2030 ($t = 8$) gis ved følgende:

$$\sum_{t=0}^8 \pi_t = \sum_{t=0}^8 \frac{q_{olje,t} * p_{olje,t} + q_{gass,t} * p_{gass,t} + q_{NGL,t} * p_{NGL,t} - C_t}{(1+r)^t}$$

Satt inn for variablene gir dette:

$$\sum_{t=0}^8 \pi_t = 4\,177\,965 \text{ MNOK}_{2022}$$

Profitten fra petroleumssektoren i tidsperioden 2022-2030 anslås til å være omtrent 4 180 000 MNOK₂₀₂₂.

Det totale kvantum som produseres i denne tidsperioden den samlede produksjons av alle petroleumproduktene som er:

$$\sum_{t=0}^8 \sum_{i=0}^2 q_{i,t} = 2124390000 \text{ Sm}^3 \text{ o. e.}$$

Antall kg CO₂-ekvivalenter som spares finner en ved E_t , her benytter jeg følgende størrelser på variablene

$$u_{olje} = 2,72 \text{ tonn } CO_2$$

$$u_{gass} = u_{NGL} = 2 \text{ tonn } CO_2$$

$$u_{kull} = 3,57 \text{ tonn } CO_2$$

$$\alpha_{olje} = \alpha_{gass} = \alpha_{NGL} = 0,676$$

$$\tau_{Norge} = 0,053$$

$$\tau_{Verden} = 0,106$$

Det samlede utslippskuttet kan skrives som:

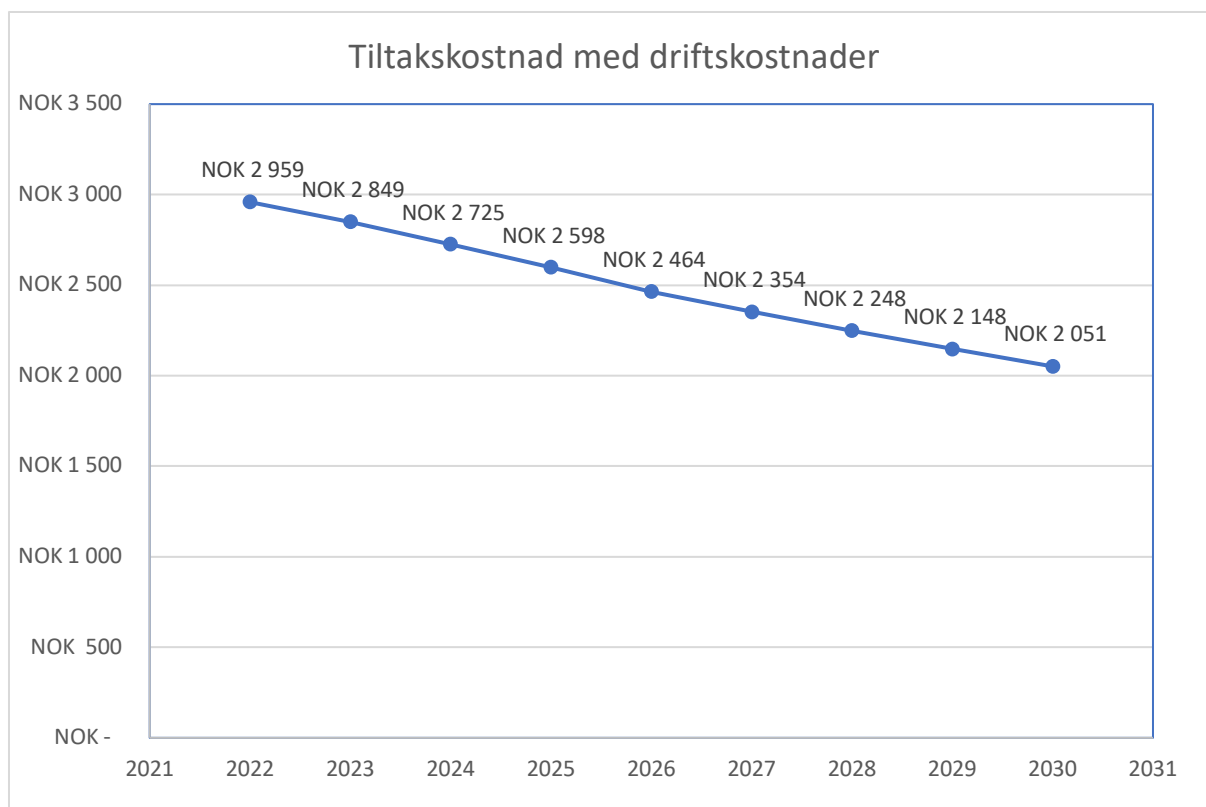
$$\sum_{t=0}^8 E_t = \sum_{t=0}^8 \sum_{i=0}^2 q_{i,t} * (1 - \alpha) * u_i + q_{i,t} * (\alpha) (\tau_{Norge} - \tau_{verden})$$

Med verdiene nevnt ovenfor får man et samlet utslippskutt på totalt:

$$\sum_{t=0}^8 E_t = 1\,670\,368\,907 \text{ tonn } CO_2$$

Følgelig blir den gjennomsnittlige tiltakskostnaden, \bar{z} , for tidsperioden 2022 til 2030 slik:

$$\bar{z} = \frac{\sum_{t=0}^8 \pi_t}{\sum_{t=0}^8 E_t} = 2\,501 \text{ NOK}_{2022}$$



Figur 14: Tiltakskostnad med driftskostnader ved et kutt i petroleumsproduksjon i Norge i tidsperioden 2022-2030.

Den gjennomsnittlige prisen for å kutte et tonn CO₂-ekvivalent i denne tidsperioden er altså 2 501 NOK₂₀₂₂, og vi kan se i figur 14 hvordan tiltakskostnaden utvikler seg med tiden frem til 2030. Det er verdt å notere seg at tiltakskostnaden synker betydelig med tiden. Deler av dette kan tilskrives diskonteringsraten på 7 prosent som bidrar til å sterkt redusere nåverdien av profitten fremover i tid.

6.2 Tiltakskostnaden ved å ikke bygge videre ut

For å bedre kunne undersøke en langsiktig tiltakskostnad av et norsk petroleumskutt må en se på kostnadene som påløper i felts fulle levetid, hvilket inkluderer investeringer, letekostnader, driftskostnader, øvrige kostnader og kostnader til nedstenging.¹¹

For å uttale meg om tiltakskostnaden ved å stoppe videre utbygging, beregner jeg hva tiltakskostnaden ville vært for å ikke bygge ut feltene som er åpnet for første gang siden årsskiftet 2017/2018, da jeg finner det fornuftig at fremtidige felts inntekts- og kostnadsprofiler vil ligne på dagens nyåpnede felt.

Som tidligere nevnt anvender jeg meg av tall fra oljedirektoratet sine faktasider for å kartlegge historiske og fremtidige kostnader og inntekter på de 11 feltene jeg undersøker.¹² Størrelsen, andelen gass i reservoar, tidshorisonen og lønnsomheten varierer stort mellom felt, og på bakgrunn av dette er både den gjennomsnittlige tiltakskostnaden og hvert enkelt felts tiltakskostnad av interesse. Jeg velger å se på hvordan tiltakskostnaden ville sett ut for hvert felt dersom en skulle startet utbygging ved årsskiftet 2021/2022. Feltets første investeringsår blir derfor flyttet frem til 2022, og feltets første produksjonsår flyttes tilsvarende frem slik at tiden fra første investering til produksjonsstart forblir lik. Med anslag om investeringer, produksjonsvolum, inntekter og reduksjonspotensiale kan en fra dagens ståsted ta stilling til om utbygging av feltet ville vært ønskelig med hensyn til kostnadseffektivitet og klima.

De totale inntektene til disse 11 feltene i deres fulle levetid, *TR* anslås til:

$$TR = 1\,016\,315 \text{ MNOK}_{2022}$$

¹¹ Kostnader relatert til nedstenging er inkludert i fremtidige investeringer og blir derfor hensyntatt.

¹² Rangert fra tidligst til senest produksjonsstart: Aasta Hansteen, Oda, Trestakk, Utgard, Johan Sverdrup, Skogul, Dvalin, Martin Linge, Duva, Solveig og Ærfugl Nord

De totale kostnadene, TC , inkluderer investeringer og driftskostnader i løpet av feltenes fulle levetid og blir som følger:

$$TC = 282\,766 \text{ MNOK}_{2022}$$

Den samlede profitten, π , på tvers av alle feltene er:

$$\pi = 733\,549 \text{ MNOK}_{2022}$$

Det totale reduksjonspotensialet ved å ikke bygge ut feltene gis ved TE og er som følger:

$$TE = 495\,507 \text{ tonn } CO_2$$

Den gjennomsnittlige tiltakskostnaden på tvers av alle felt, \bar{z} , over løpetidene for alle feltene blir:

$$\bar{z} = \frac{\pi}{TE} = 1\,473 \text{ NOK}_{2022}$$

Tiltakskostnaden er altså betydelig lavere dersom en hensyntar alle kostnader som må til for å utvinne oljen. Videre ser man fra tabell 1 at lønnsomheten fra felt til felt varierer stort. Spesielt to felt; Martin Linje og Johan Sverdrup er svært utslagsgivende da det førstnevnte omtales som et skandaleprosjekt (Haualand et al., 2022) og det sistnevnte som et suksessfullt gigantfelt (Ask, 2018). På bakgrunn av dette valgte jeg også å se hvordan resultatet ble dersom en ekskluderer disse to feltene fra beregningen. Dersom en ser vekk fra Johan Sverdrup ser en at tiltakskostnaden for å ha latt være å bygge de resterende ti feltene er kr 755 NOK_{2022} . Om en i motsetning ekskluderer det minst kostnadseffektive feltet, Martin Linge, fra beregningen blir den gjennomsnittlige tiltakskostnaden for de resterende ti feltene 1 563 NOK_{2022} . Om en verken inkluderer Johan Sverdrup eller Martin Linge i beregningen blir den gjennomsnittlige tiltakskostnaden på kr 1 011 NOK_{2022} for de ni resterende feltene.

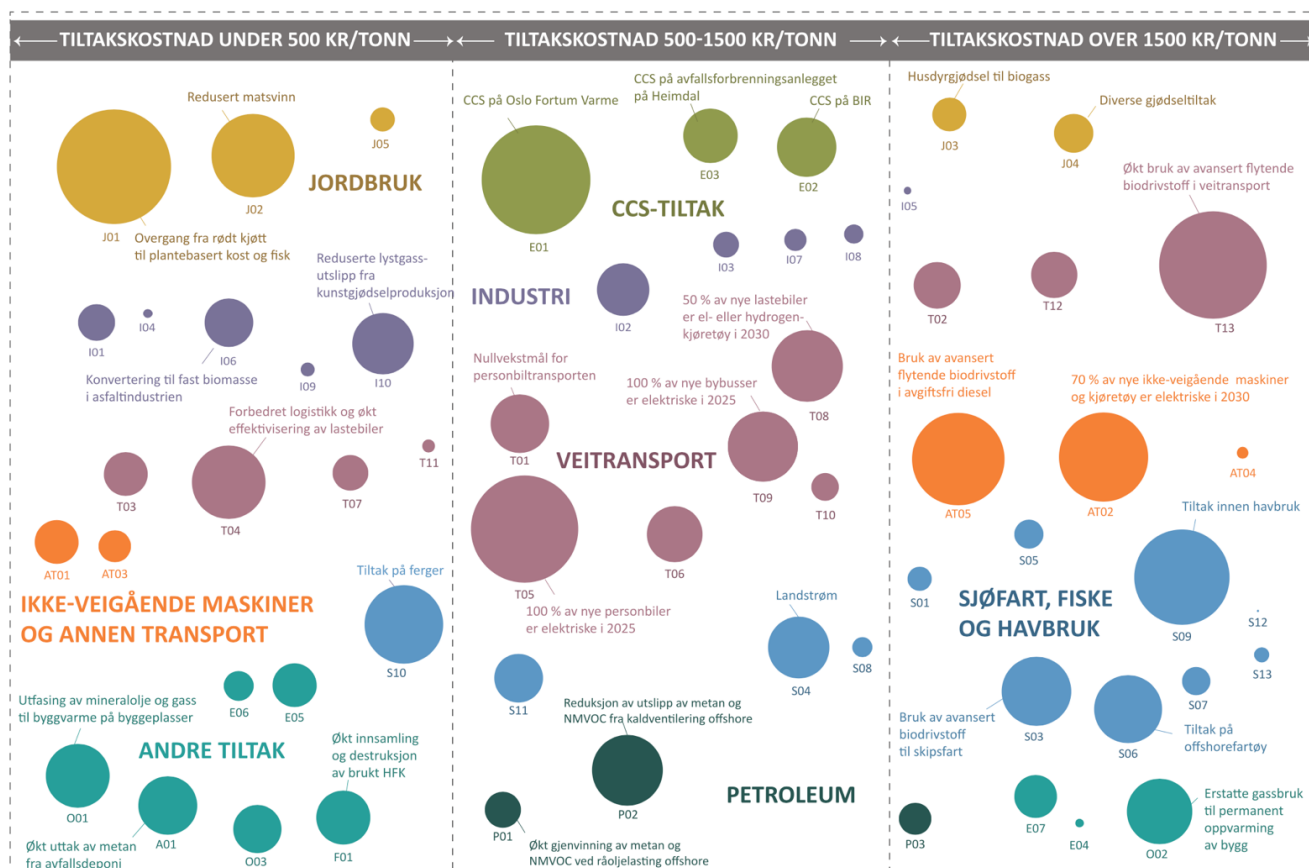
Felt	Inntekter	Investeringskostnader	Driftskostnader	Profitt	Reduksjonspotensiale	Tiltakskostnad
Aasta H.	74 475 MNOK ₂₀₂₂	31 770 MNOK ₂₀₂₂	8 659 MNOK ₂₀₂₂	34 046 MNOK ₂₀₂₂	39 194 tonn CO ₂	869 NOK ₂₀₂₂
Oda	11 435 MNOK ₂₀₂₂	4 627 MNOK ₂₀₂₂	847 MNOK ₂₀₂₂	5 961 MNOK ₂₀₂₂	4 215 tonn CO ₂	1 414 NOK ₂₀₂₂
Trestakk	15 353 MNOK ₂₀₂₂	5 561 MNOK ₂₀₂₂	1 128 MNOK ₂₀₂₂	8 664 MNOK ₂₀₂₂	5 762 tonn CO ₂	1 504 NOK ₂₀₂₂
Utgard	3 677 MNOK ₂₀₂₂	1 421 MNOK ₂₀₂₂	352 MNOK ₂₀₂₂	1 904 MNOK ₂₀₂₂	1 332 tonn CO ₂	1 429 NOK ₂₀₂₂
Johan S.	807 822 MNOK ₂₀₂₂	106 050 MNOK ₂₀₂₂	55 075 MNOK ₂₀₂₂	646 697 MNOK ₂₀₂₂	385 069 tonn CO ₂	1 679 NOK ₂₀₂₂
Skogul	4 762 MNOK ₂₀₂₂	1 983 MNOK ₂₀₂₂	373 MNOK ₂₀₂₂	2 406 MNOK ₂₀₂₂	1 657 tonn CO ₂	1 452 NOK ₂₀₂₂
Dvalin	21 599 MNOK ₂₀₂₂	9 214 MNOK ₂₀₂₂	2 357 MNOK ₂₀₂₂	10 028 MNOK ₂₀₂₂	12 593 tonn CO ₂	796 NOK ₂₀₂₂
Martin L.	36 954 MNOK ₂₀₂₂	32 909 MNOK ₂₀₂₂	2 847 MNOK ₂₀₂₂	1 198 MNOK ₂₀₂₂	29 281 tonn CO ₂	41 NOK ₂₀₂₂
Duva	20 757 MNOK ₂₀₂₂	5 481 MNOK ₂₀₂₂	2 081 MNOK ₂₀₂₂	13 195 MNOK ₂₀₂₂	8 078 tonn CO ₂	1 633 NOK ₂₀₂₂
Solveig	15 364 MNOK ₂₀₂₂	6 708 MNOK ₂₀₂₂	1 083 MNOK ₂₀₂₂	7 573 MNOK ₂₀₂₂	6 423 tonn CO ₂	1 179 NOK ₂₀₂₂
Ærfugl N.	4 117 MNOK ₂₀₂₂	1 783 MNOK ₂₀₂₂	457 MNOK ₂₀₂₂	1 877 MNOK ₂₀₂₂	1 903 tonn CO ₂	986 NOK ₂₀₂₂
Samlet	1 016 315 MNOK ₂₀₂₂	207 507 MNOK ₂₀₂₂	75 259 MNOK ₂₀₂₂	733 549 MNOK ₂₀₂₂	495 507 tonn CO ₂	1 480 NOK ₂₀₂₂
Uten Johan S.	208 403 MNOK ₂₀₂₂	101 457 MNOK ₂₀₂₂	23 670 MNOK ₂₀₂₂	83 276 MNOK ₂₀₂₂	110 438 tonn CO ₂	754 NOK ₂₀₂₂
Uten Martin L.	979 271 MNOK ₂₀₂₂	174 598 NOK ₂₀₂₂	75 898 MNOK ₂₀₂₂	728 775 MNOK ₂₀₂₂	466 226 tonn CO ₂	1 563 NOK ₂₀₂₂
Uten begge	171 449 MNOK ₂₀₂₂	68 548 MNOK ₂₀₂₂	20 823 MNOK ₂₀₂₂	82 078 MNOK ₂₀₂₂	81 161 tonn CO ₂	1 011 NOK ₂₀₂₂

Tabell 1: Oversikt over inntekter, investeringskostnader, driftskostnader, profitt, reduksjonspotensiale og tiltakskostnad til hvert enkelt felt.

6.3 Vurdering av tiltakskostnaden

Tiltakskostnaden isolert sett gir lite informasjon, og det kan være hensiktsmessig å se den opp mot alternativer for å få en forståelse av hvor konkurransedyktig et kutt i petroleumsproduksjonen i Norge er som klimatiltak. Miljødirektoratet (2020) utreder 60 forskjellige tiltak som effektivt kan bidra til å redusere utslipp i Norge. Det er verdt å merke seg at Klimakur 2030 kun vurderer virkemidler i ikke-kvotepiktig sektor og at det ikke hensyntas en eventuell karbonlekkasje ut av Norge, da de kun ser på reduksjonspotensiale innenfor landets grenser (Miljødirektoratet, 2020). Tross dette kan anslagene tjene som gode referansepunkt og brukes til å sammenligne effekten og kostnadsnivået til et produksjonskutt i norsk petroleumssektor.

Figur 15 viser de 60 tiltakene fordelt på kostnadskategori, fargen på boblen representerer hvilken sektor tiltaket ligger i og størrelsen på boblen viser den potensielle utslippsreduksjonen til tiltaket. Tiltakskostnaden er beregnet som nåverdien av de samfunnsøkonomiske merkostnadene, dividert med reduksjonspotensialet i levetiden til tiltaket som i Klimakur 2030 er år 2021-2030. Sett opp mot anslagene i denne oppgaven er det å sammenligne med den gjennomsnittlige tiltakskostnaden, \bar{z} , i tidsperioden 2022-2030.



Figur 15: Tiltakskostnader fordelt på utslippssegment og kostnadskategori. Figuren er hentet fra Miljødirektoratet (2020).

Brorparten av reduksjonspotensialet ligger i kostnadskategori 1 og 2, og anslås altså til å ha tiltakskostnader på under 1 500 kr per tonn CO₂-ekvivalent som ikke blir sluppet ut. Siden Klimakur 2030 ikke ser på mulige tiltak i kvotepliktig sektor, er ikke anslagene deres for tiltak i petroleumssektor direkte sammenlignbare med tiltakskostnaden for å kutte petroleumsproduksjonen i Norge. Tiltakene i petroleumssektoren som er vurdert i Klimakur 2030 er hovedsakelig forbedringer av måten å produsere petroleum på, og disse tiltakene har derfor begrenset reduksjonspotensial på omtrent 1,7 millioner tonn CO₂-ekvivalenter, i motsetning til et kutt i petroleumsproduksjon som kan skaleres opp.

I vurderingen om en burde legge ned allerede eksisterende felt, kan en kun se på driftskostnader da investeringen allerede er tatt, og naturligvis ikke han hensyntas for videre drift. Resultater med driftskostnad anslår en gjennomsnittlig tiltakskostnad på 2 501 *NOK*₂₀₂₂ i tidsperioden 2022-2030, som er betydelig dyrere enn tiltakene som er undersøkt i kostnadskategori 1 og 2 i Klimakur 2030. På bakgrunn av dette ser ikke tiltakskostnaden til et kutt i norsk petroleumsproduksjon konkurransedyktig ut dersom en kun ser på driftskostnadene, hvilket taler for at å legge ned eksisterende felt ikke er et kostnadseffektivt klimatiltak. Dette betyr ikke nødvendigvis at en ikke finner felt som med fordel kunne avvikles av hensyn til klimaet, da tiltakskostnadene er gjennomsnittstall. Det er usikkerhet tilknyttet utslippsfremskrivninger, kostnadsanslag og reduksjonspotensial for tiltakskostnadene anslått i denne oppgaven og i Klimakur 2030, som gjør at det kan være stor variasjon i tiltakskostnaden fra felt til felt og fra tiltak til tiltak.

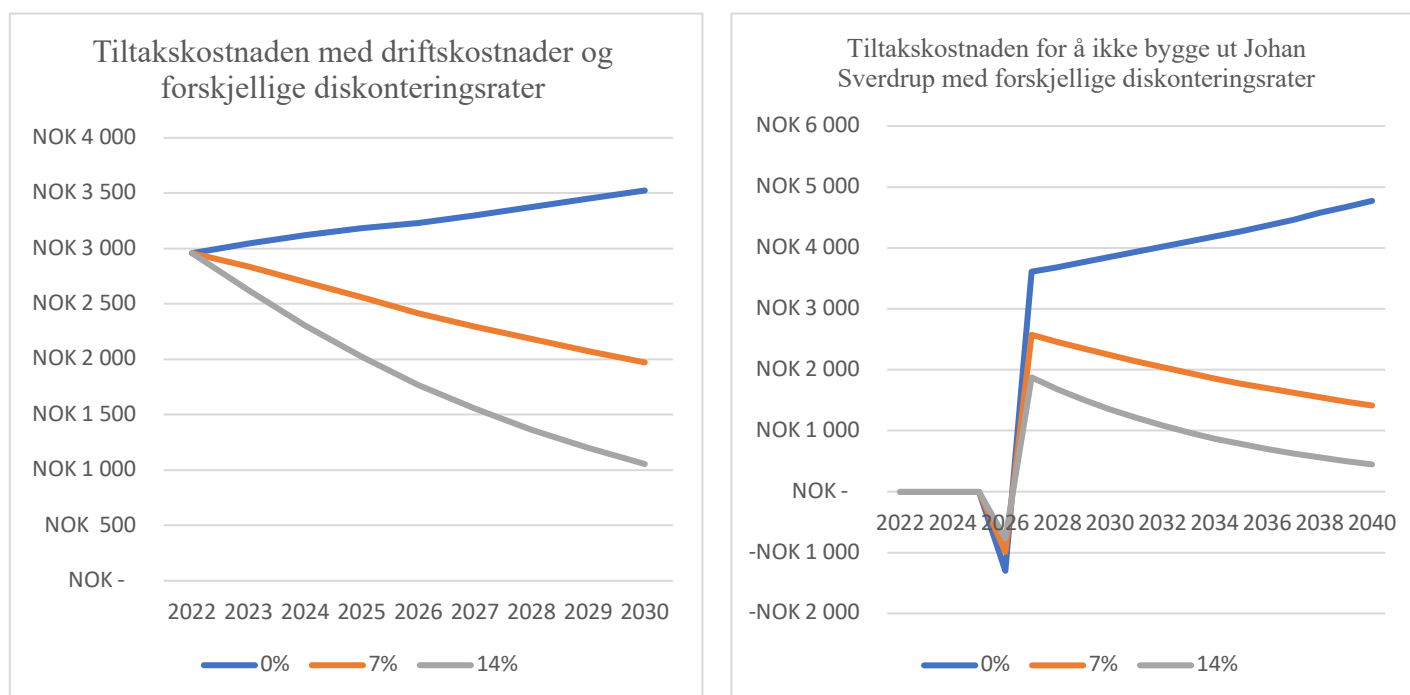
Når en vurderer om det er ønskelig med videre utbygging må en ta hensyn til investeringskostnadene, og da ser tiltakskostnaden litt mer konkurransedyktig ut. Åtte av feltene som er undersøkt i denne oppgaven har en anslått tiltakskostnad på under 1 500 kr dersom de ikke ble bygget ut, hvilket putter dem trygt innenfor kategori 2. Variasjonen i tiltakskostnadene fra felt til felt, taler for at det ikke nødvendigvis er hensiktsmessig å stoppe utbygging, men å være mer selektiv med hvilke felt som bygges ut.

7 Sensitivitetsanalyse

Det er ikke å komme utenom at det er stor usikkerhet knyttet til størrelsene på faktorer som lekkasjerate, fremtidig inntekt og kostnader etc. Siden disse størrelsene er avgjørende for resultatene, velger jeg å gjøre en sensitivitetsanalyse for å se hvordan endringer i de forskjellige variablene påvirker tiltakskostnaden. Når jeg ser på virkningene av de forskjellige variablene på tiltakskostnaden til å la være å bygge ut velger jeg å kun se på et felt, da det er virkningen som er interessant og denne trolig vil dra i samme retning på alle feltene. Jeg velger å se på Johan Sverdrup tross feltets anslåtte lønnsomhet, og dette er på bakgrunn av feltets lange produksjonstid.

7.1 Diskonteringsraten

Siden tiltakskostnaden virker til å være fallende med tiden ønsker jeg å undersøke hvordan diskonteringsraten preger resultatene. Dette gjør jeg ved å sette diskonteringsraten til 0 og 14 prosent for å se hvordan resultatet endrer seg.



Figur 16: Tiltakskostnaden med forskjellige diskonteringsrater.

Som vi ser i figur 16 er diskonteringsraten avgjørende for anslagene. Økt nåverdi av fremtidige inntekter gir en økning i tiltakskostnaden uten diskontering. Den gjennomsnittlige tiltakskostnaden frem til 2030 med driftskostnader blir da $\bar{z} = 3\,236 \text{ NOK}_{2022}$ uten diskontering, og $\bar{z} = 1\,897 \text{ NOK}_{2022}$ med høy diskontering.

Diskonteringsraten slår ut likt for tiltakskostnaden av å ikke bygge ut Johan Sverdrup da ingen og høy diskonteringsrate gir en gjennomsnittlig tiltakskostnad på henholdsvis $\bar{z} = 3\,843 \text{ NOK}_{2022}$ og $\bar{z} = 773 \text{ NOK}_{2022}$.

Kostnadene til å lete og bygge et oljefelt kommer naturligvis før inntektene fra salg fra petroleum kommer, dette impliserer at kostnader blir diskontert betydelig mindre enn inntektene. Nåverdien av inntektene blir verdt mindre desto lenger frem i tid de kommer, noe som slår ut i en lavere profitt som gir en lavere tiltakskostnad. Estimater er altså veldig avhengig av størrelsen på diskonteringsraten

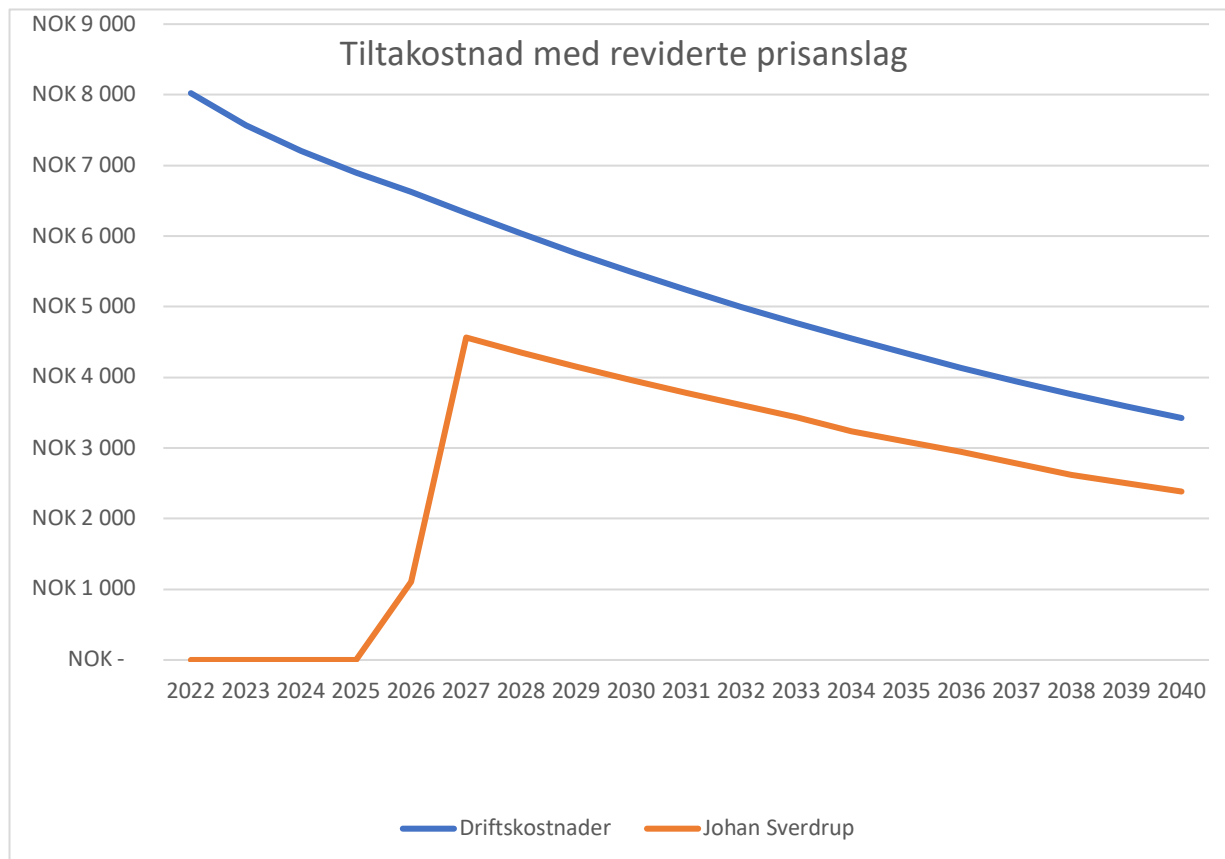
7.2 Revidert statsbudsjett

12. mai 2022 kom Finansdepartementet (2022) med et revidert statsbudsjett og oppdaterte følgelig hovedtallene for norsk økonomi. Krigen i Ukraina har bidratt til at prisene for petroleumsprodukter har løftet seg videre fra allerede høye nivåer, og målt i norske kroner har oljeprisen aldri vært høyere. Finansdepartementet (2022) tar utgangspunkt i terminmarkedet fra mars 2022 og oppjusterte anslaget sitt for oljeprisen for de nærmeste årene til 99 dollar per fat som tilsvarer omtrent 623 dollar per Sm^3 .

Krigen påvirker også gassprisene, og selv om de største leveransene med gass fra Russland til Europa fortsatt går som normalt har anslaget for gassprisen blitt kraftig oppjustert med 300 prosent, til 874 dollar per Sm^3 o.e.¹³ Fysisk skade på gassrør eller en redusert villighet fra Russland til å eksportere gass vil ha konsekvenser for energiforsyningen i Europa, da Russland stod for over en tredjedel av EU sin gassimport i 2021. Polen og Bulgaria får ikke lenger importert gass fra Russland, og det er uvisst om flere land vil følge etter. Det er lagt planer fra EU-kommisjonen om å gjøre seg mindre avhengig av russisk energi i løpet av året men det er usikkerhet knyttet til gjennomføringen av disse planene (Finansdepartementet, 2022).

¹³ $7,6 \text{ kr per Sm}^3 \text{ gass} = 7600 \text{ kr per Sm}^3 \text{ o.e. ved } 8,7 \text{ NOK/USD} = 874 \text{ USD}$

Krigen i Ukraina har sannsynligvis endret sikkerhetssituasjonen i Europa for mange år fremover, og det har store implikasjoner for lønnsomheten til norsk petroleumsproduksjon, og dermed også tiltakskostnaden for et kutt i norsk petroleumsproduksjon. Jeg tar her for meg de reviderte anslagene for olje og gass og ser hvordan det preger tiltakskostnaden.



Figur 17: Tiltakskostnaden med reviderte prisanslag

I figur 17 kan vi se hvordan tiltakskostnaden ser ut med reviderte anslag for gass og oljepris og det er tydelig at krigen i Ukraina i stor grad påvirker kostnadseffektiviteten til et kutt i norsk petroleumsproduksjon som klimatiltak. For tidsperioden 2022-2030 er den gjennomsnittlige tiltakskostnaden estimert til $\bar{z} = 6\,691\text{ NOK}_{2022}$. Når jeg strekker anslagene for produksjonsvolum, priser og kostnader videre til 2040 anslås $\bar{z} = 5\,595\text{ NOK}_{2022}$, som taler for at den gjennomsnittlige tiltakskostnaden blir billigere desto lenger tidshorisont en har. Uavhengig av tidsperioden en undersøker, fremkommer det tydelig at vedvarende høye priser på fossile brensler gjør det svært lite gunstig å legge ned allerede eksisterende felt.¹⁴

¹⁴ Tiltakskostnaden med driftskostnader er estimert videre frem til 2040 slik at den kan sammenlignes med tiltakskostnad for å ikke bygge ut Johan Sverdrup. Prisanslagene er anslått videre med samme nominelle årlige prisvekst på 2 prosent og produksjonsvolumet trappes ned med samme tempo som fra 2029-2030 som er omtrent 3 prosent årlig.

Høyere priser preger naturligvis også lønnsomheten til Johan Sverdrup i stor grad og dersom en kunne ta stilling til om en skulle starte utbygging av feltet ved årsskiftet 2021/2022 ville den gjennomsnittlige tiltakskostnaden av å ikke bygge ut feltet vært $\bar{z} = 3\,144\text{ NOK}_{2022}$ i feltets levetid.

Det er verdt å merke seg at anslagene til Finansdepartementet (2022) kun omtales som anslag for «de nærmeste årene» og ikke nødvendigvis for alle årene fremover, som vanlig er det også stor usikkerhet tilknyttet anslagene da det historisk sett har vist seg å være vanskelig å predikere prisen i olje-og gass markedet.

Det skal dog en stor endring til for at tiltakskostnaden ser lukrativ ut opp mot andre alternativer når differansen er så stor som den er i dette anslaget. Gitt varige geopolitiske utfordringer i Europa taler disse anslagene for at et kutt i norsk petroleumsproduksjon ikke lenger kan anses til å være et effektivt klimatiltak.

7.3 Økt kullforbruk

Som tidligere nevnt er substituerbarheten mellom kull og gass høy. Det er derfor tenkelig at et kutt i norsk gassproduksjon vil gi økt konsum av kull, og i denne delen av oppgaven skal jeg se hvordan dette påvirker resultatet.

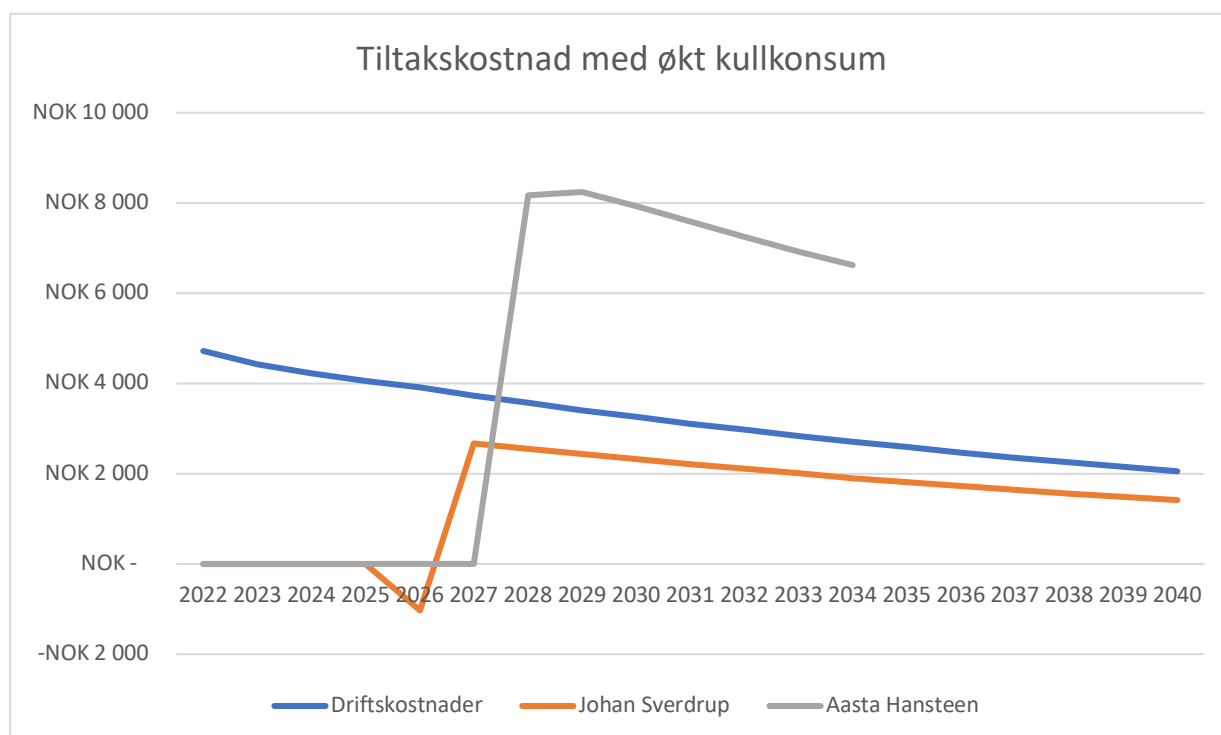
For enkelhetens skyld velger jeg å holde lekkasjeraten lik som tidligere, men ta for meg at 1/3 av gassen som kuttes i norsk gassproduksjon blir erstattet av kull, dette gjelder for både gass og NGL.

Dette endrer på utslippet spart ved reduksjon av gassproduksjon gitt av ligning (5) til følgende:

$$e_{gass,t} = q_{gass,t} * (1 - \alpha) * u_{gass} + q_{gass,t} * (\alpha) (\tau_{Norge} - \tau_{verden}) + \frac{1}{3} * q_{gass,t} * (u_{gass} - u_{kull}) \quad (8)$$

Det siste leddet gir størrelsen på antall tonn CO₂-ekvivalenter som spares ved et økt forbruk av kull. 1/3 av forbruket vris over til kull som har en høyere utslippsfaktor enn gass. På bakgrunn av dette blir leddet negativt, og reduserer antall tonn CO₂-ekvivalenter som blir spart.

Gitt en vridning til kullkonsum som beskrevet ovenfor blir reduksjonspotensialet til det opprinnelige tiltaket estimert i 6.1 betydelig redusert.¹⁵ Som vi ser i grafen under slår preger dette tiltakskostnaden for å legge ned aktive felt i stor grad og tiltaket kan ikke lenger anses til å være kostnadseffektivt.¹⁶ Tiltakskostnaden for å ikke bygge ut Johan Sverdrup påvirkes ikke nevneverdig da tiltakskostnaden kun øker med 40 NOK₂₀₂₂ per tonn CO₂ en sparer. Dette kan forklares ved at Johan Sverdrup sine gassreserver kun utgjør omtrent 4 prosent av feltets totale petroleumsreserver. Når en derimot ser på feltet Aasta Hansteen som kun utvinner gass blir effekten tydelig da den gjennomsnittlige tiltakskostnaden i feltets levetid øker med 3 063 NOK₂₀₂₂.¹⁷



Figur 18: Tiltakskostnad med økt kullkonsum.

¹⁵ Redusert med omtrent 600 millioner tonn CO₂-ekvivalenter relativt til opprinnelig anslag i tidsperioden 2022-2030. 1 670 Mtonn CO₂ – 1059 Mtonn CO₂ = 610 Mtonn CO₂

¹⁶ Gjennomsnittlig tiltakskostnad for tidsperioden 2022-2030 for driftskostnader er $\bar{z} = 3\,942$ NOK₂₀₂₂. Grafen er estimert videre til 2040 slik som i kapittel 7.2.

¹⁷ Fra $\bar{z} = 869$ NOK₂₀₂₂ til $\bar{z} = 3\,932$ NOK₂₀₂₂

I fravær av bedre data kan disse anslagene indikere hvordan en uønsket vridning til kull påvirker avgjørelsen om Norge burde legge ned eksisterende felt eller la være å bygge ut. Ved en slik vridning til økt kullforbruk vil det være langt dyrere å stenge felt med høy andel gassproduksjon, relativt til felt med høy andel oljeproduksjon.

Siden mange land i Europa allerede er i gang med å fase ut kull er det vanskelig å vite om et kutt i gasstilbud faktisk ville resultere i økt kullforbruk, eller om det ville gi enda bedre grobunn til fornybare energikilder i mangel på andre alternativer.

I perioder med høy usikkerhet kan terskelen for å snu seg til kull være lav da det er å oppdrive i eget land (Rocha et al., 2017), dette er spesielt relevant på grunn av krigen i Ukraina siden mange land i Europa ikke ønsker å avhenge av russisk gass. Dette er allerede å se da Tyskland melder at de åpner opp igjen kull- og olje kraftverk dersom Russland kutter gasslevering til Europa (Delfs, 2022).

Det er altså uvisst om redusert gasseksport fra Norge ville gi høyere forbruk av kull i Europa, men det er nærliggende å tro at høyere gasspriser senker terskelen for å bytte over til kull som energikilde.

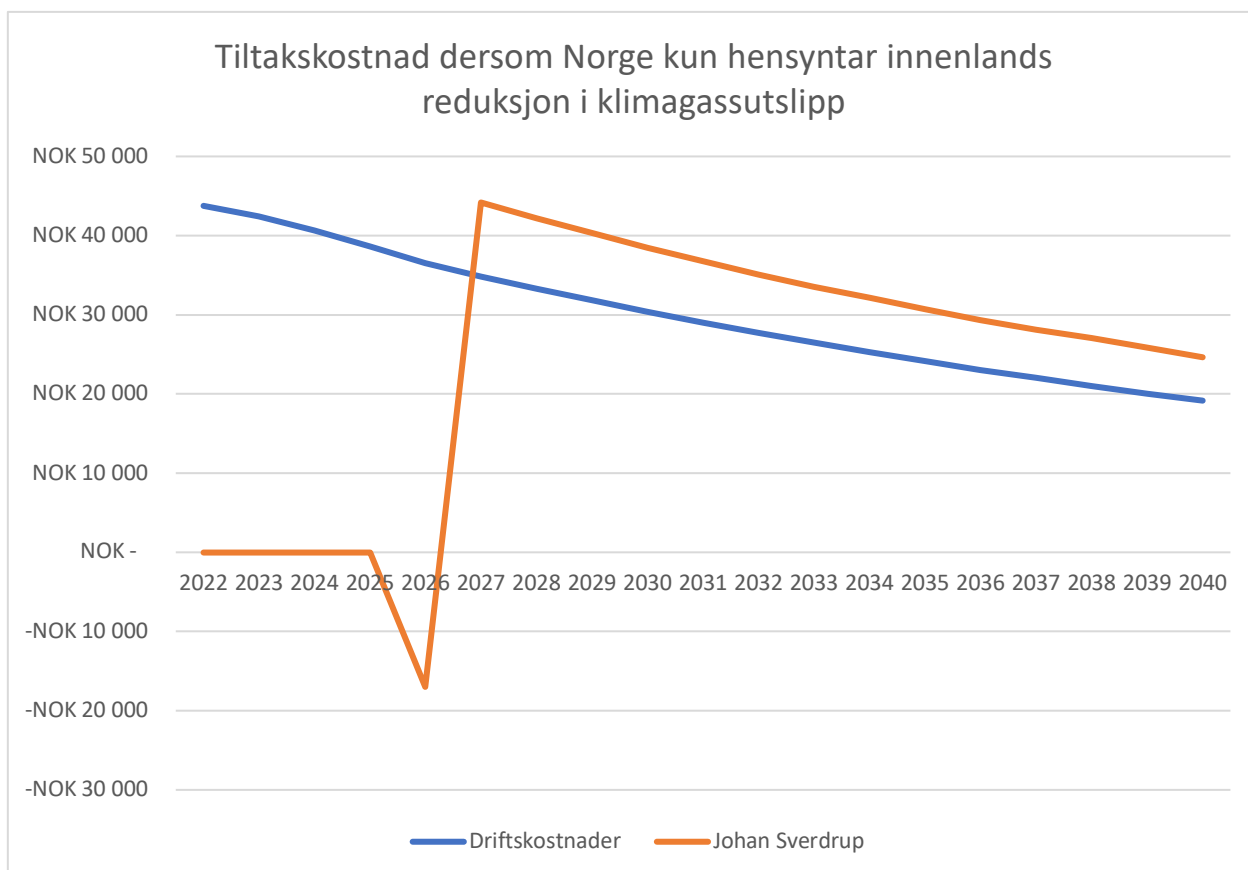
7.4 Om Norge kun bryr seg om innenlands utslipp

Gjennom tilslutning til Paris-avtalen har Norge forpliktet seg til å kutte 50-55 prosent av sine klimautslipp innen 2030 relativt til 1990-nivåer. Dette innebærer at Norge kun bærer ansvaret for klimautslipp innad i Norge, og derfor ikke nødvendigvis trenger å hensynta reduksjoner i utslipp som forekommer utenfor landets grenser. Nettoeffekten av et kutt i norsk petroleumsproduksjon er et globalt kutt i tilbudet av petroleumsprodukter, men dette påvirker ikke Norge sitt klimagassregnskap. Dersom Norge kun ønsker å oppfylle sine forpliktelser overfor Paris-avtalen, vil Norge derfor ikke ta hensyn til reduksjonen i klimagassutslipp utenfor landets grenser. Resultatet av dette er at reduksjonspotensialet til et kutt i norsk petroleumsproduksjon er begrenset til de utslippene som skjer innad i Norge, som består av utslipp relatert til produksjonen av petroleumsproduktene.

For å undersøke om et kutt i norsk petroleumsproduksjon tjener som et kostnadseffektivt klimatiltak dersom en kun fokuserer på reduksjonspotensialet som er innenfor Norges grenser velger jeg derfor å finne tiltakskostnaden dersom en kun tar dette i betraktning.

Tonn CO₂-ekvivalenter spart fra redusert produksjon av i fra ligning (5) blir da begrenset til:

$$e_{i,t} = q_{i,t} * \tau_{Norge} \quad (9)$$



Figur 19: Tiltakskostnaden dersom Norge kun hensyntar reduksjonspotensiale innenfor landets grenser.

Reduksjonspotensialet til å legge ned eksisterende felt innenfor landets grenser i tidsperioden 2022-2030 er kun 7 prosent av det globale reduksjonspotensialet og som en ser i figur 19 gir dette store utslag.¹⁸ Den gjennomsnittlige tiltakskostnaden for å legge ned felt i denne tidsperioden anslås til å være omtrent $\bar{z} = 37\,000\text{ NOK}_{2022}$.¹⁹ Reduksjonspotensialet innad i Norge er også betydelig redusert for plattformen Johan Sverdrup, da det kun utgjør omtrent 6

¹⁸ Innenlands reduksjonspotensiale for å legge ned eksisterende felt er 112 Mtonn CO₂, globalt reduksjonspotensiale er 1 670 Mtonn CO₂

¹⁹ Grafen for driftskostnader er estimert videre slik som i kapittel 7.2

prosent av det globale reduksjonspotensiale. Den gjennomsnittlige tiltakskostnaden for å ikke bygge ut Johan Sverdrup anslås til omtrent $\bar{z} = 29\,000\text{ NOK}_{2022}$.²⁰

Dersom Norge kun hensyntar reduksjonspotensialet innenfor egne grenser, fremstår det svært lite kostnadseffektivt å skalere ned petroleumsproduksjonen i Norge av hensyn til klima. Størrelsen på disse anslagene kan belyse hvor problematisk det er å få land til å redusere klimagassutslipp i fravær av unison handling.

²⁰ Innenlands reduksjonspotensiale for å ikke bygge ut Johan Sverdrup er 22,3 *Mtonn CO₂*, globalt reduksjonspotensiale er 385 *Mtonn CO₂*

8 Diskusjon

I denne delen av oppgaven skal jeg diskutere hvorvidt et kutt i petroleumsproduksjonen i Norge er et effektivt klimatiltak, og diskutere resultatene jeg har funnet i denne oppgaven.

8.1 Er tilbudssidetiltak hensiktsmessig?

Det tradisjonelle synet på klimapolitikken har vært at det ikke er effektivt for enkeltaktører å redusere produksjon av fossile brensler dersom etterspørselen forblir den samme, da det antas at produksjonen vil overtas av andre aktører. Det motsatte er også tilfelle: dersom etterspørselen reduseres et sted vil det gi lavere priser, som igjen vil gi økt forbruk andre steder (Lahn, 2017).

Det er verdt å nevne at et redusert tilbud vil gi høyere priser, og samtidig som dette gir insentiver til produsenter til å øke kvantum produsert, vil det også gi forbrukere insentiver til å se etter alternative energikilder. På samme måte vil redusert etterspørsel gi lavere priser og gjøre produktet mer lukrativt for forbrukere, men mindre lønnsomt for produsenter å produsere. Likevekten vil altså skifte nedover og gi et lavere produsert, og følgelig konsumert kvantum på global skala tross utfordringer med karbonlekkasje.

Etterspørsel og tilbud påvirker hverandre gjensidig, noe som tilsier at det kan være gunstig å bruke politiske virkemidler på både etterspørsels- og tilbudssiden. Fæhn et al. (2017) hevder at en kombinasjon av tilbuds- og etterspørselstiltak gir en mer effektiv klimapolitikk, tross en høyere karbonlekkasje ved tilbudssidetiltak.²¹

Heggedal og Rosendahl (2015) hevder mange av de mest kostnadseffektive klimatiltakene på etterspørselssiden allerede er utført, noe som kan gjøre tilbudssidetiltak til gode alternativer. Å begrense produksjon av petroleum i Norge vil tjene som et tilbudssidetiltak som kan skaleres opp og bidra til å redusere Norge sine mål om å redusere innenlands utslipp, men også til å redusere den eksterne utslippet som kommer av produksjon og forbruk av petroleumsprodukter.

²¹ 0,676 for tilbudssidetiltak, mot 0,353 for etterspørselstiltak. Fæhn, T., Hagem, C., Lindholt, L., Mæland, S. & Rosendahl, K. (2017). Climate policies in a fossil fuel producing country: demand versus supply side policies. *The Energy Journal*, 38(1), 77-102. <https://doi.org/10.5547/01956574.38.1.tfæ>

8.2 Bør Norge begrense sin petroleumsproduksjon av hensyn til klimaet?

Hvilke tiltak som må gjennomføres avhenger av hvilke klimamål en ønsker å oppnå. Dersom Norge ønsker å redusere den globale eksternaliteten som oppstår ved produksjon og konsum av fossile brensler må Norge ta innover seg alt klimagassutslipp som forårsakes ved produksjon og konsum av de fossile brenslene.

Uavhengig av hvordan en beregner reduksjonspotensialet fremstår det som lite kostnadseffektivt klimatiltak å legge ned felt som allerede er bygget, noe som kan forklares ved at det kun er marginalkostnaden ved utvinning som tas hensyn til.²² Dette betyr ikke at det ikke finnes felt som med fordel kan avvikles av hensyn til klimaet, men at det ikke vil være kostnadseffektivt å kutte utvinning av den gjennomsnittlige enheten med petroleum som utvinnes fra felt som allerede er bygget.

Å stoppe leting og utvikling av fremtidige prosjekter ser ut til å være et mer konkurransedyktig klimatiltak, men her vil det også variere fra felt til felt.²³ Den gjennomsnittlige tiltakskostnaden kan tenkes å stige med andelen av investeringskostnadene som er unnagjort for å ferdigstille feltet. Dersom en skal kutte utvinning av petroleumsprodukter vil det altså være klart mer kostnadseffektivt å gjøre det tidlig i prosessen før store investeringer er gjort. Etter investeringen er gjort blir det langt dyrere å begrense petroleumsproduksjonen.

Den originale tiltakskostnaden beregnet for å stenge felt som er i drift er kun et gjennomsnitt av hva det vil koste å kutte et tonn CO₂-ekvivalenter gjennom et kutt i petroleumsreduksjon som en helhet, hvilket innebærer at de ikke er representative for hvert felt isolert sett. Det vil følgelig være felt som drar både opp og ned gjennomsnittet, og tiltakskostnadene kan derfor ikke brukes som grunnlag for å rettfærdiggjøre en nedskalering av petroleumssektoren som en helhet, men heller tale for at et kutt i petroleumsproduksjon absolutt kan tjene som et kostnadseffektivt klimatiltak i noen tilfeller. Lønnsomheten, utslippsintensiteten og sammensetningen av petroleumsprodukter som produseres varierer stort fra felt til felt, og på bakgrunn av dette må hvert felt vurderes isolert sett for å ta stilling til om det med burde legges ned, eller ikke bli bygget i utgangspunktet av hensyn til klima.

²² Gjennomsnittlig tiltakskostnad med aggregerte kostnader i tidsperioden 2022-2030 er 2 501 NOK₂₀₂₂

I sensitivitetsanalysen fremkommer det at tiltakskostnaden avhenger mye av hvilke antakelser og fremtidsutsikter en legger til grunn. Spesielt avgjørende for størrelsen på tiltakskostnaden var de reviderte prisanslagene på fossile brensler fra Finansdepartementet (2022) og hvilket reduksjonspotensiale en legger til grunn. Prisene preger naturligvis preger fremtidige inntekter i stor grad. Krigen i Ukraina har bidratt til å skape geopolitisk usikkerhet og et ønske i Europa om å være mindre avhengig av russisk gass & olje, noe som igjen har bidratt til en kraftig prisøkning på petroleumsprodukter. Gitt vedvarende høye priser på fossile brensler ser et kutt i petroleumsproduksjonen i Norge ikke ut til å være et kostnadseffektivt klimatiltak. Hvilket reduksjonspotensiale en som legger virker også avgjørende på tiltakskostnaden, og gjør det vanskelig å rettferdiggjøre en nedskalering av norsk petroleumsproduksjon dersom Norge kun regner med innenlandske utslippskutt.

- Arroyo-Currás, T., Bauer, N., Kriegler, E., Schwanitz, V. J., Luderer, G., Aboumahboub, T., Giannousakis, A. & Hilaire, J. (2015). Carbon leakage in a fragmented climate regime: The dynamic response of global energy markets. *Technological Forecasting and Social Change*, 90, 192-203. <https://doi.org/10.1016/j.techfore.2013.10.002>
- Ask, A. O. (2018, 10.02.2018). Gigantfeltet Johan Sverdrup vil tjene vel 9 millioner kroner i timen - med dagens oljepris. . *Aftenposten*.
<https://www.aftenposten.no/okonomi/i/L053w1/gigantfeltet-johan-sverdrup-vil-tjene-vel-9-millioner-kroner-i-timen-med-dagens-oljepris>
- Aune, F. R., Cappelen, Å. & Mæland, S. (2020). *Konsekvenser av redusert petroleumsvirksomhet* (2020/38). Statistisk sentralbyrå.
<https://www.ssb.no/nasjonaltregnskap-og-konjunkturer/artikler-og-publikasjoner/konsekvenser-av-reduisert-petroleumsvirksomhet#:~:text=I%20andre%20halvdel%20av%202020,et%20prosent%20poeng%20sammenliknet%20med%20referansebanen>.
- Branger, F. & Quirion, P. (2014). Would border carbon adjustments prevent carbon leakage and heavy industry competitiveness losses? Insights from a meta-analysis of recent economic studies. *Ecological Economics*, 99, 29-39.
<https://doi.org/10.1016/j.ecolecon.2013.12.010>
- Brenna, A. L. (2017a). Norge har større gassreserver enn oljereserver.
<https://enerwe.no/norge-har-storre-gassreserver-enn-oljereserver/148954>
- Brenna, A. L. (2017b). Kan vi droppe oljen og bare satse på gass? <https://enerwe.no/kan-vi-droppe-oljen-og-bare-satse-pa-gass/149140>
- Bye, B. & Rosendahl, K. (2012). Karbonlekkasje: Årsaker og virkemidler. *Samfunnsøkonomen*, Nr 1/2012, 40-49.
- Delfs, A. (2022). Germany to Bring Back Coal Power Plants If Russia Cuts Gas. *Bloomberg*.
<https://www.bloomberg.com/news/articles/2022-05-24/germany-to-reactivate-coal-oil-plants-if-russia-cuts-off-gas-l3jwyztk>
- Fæhn, T., Hagem, C., Lindholt, L., Mæland, S. & Rosendahl, K. (2017). Climate policies in a fossil fuel producing country: demand versus supply side policies. *The Energy Journal*, 38(1), 77-102. <https://doi.org/10.5547/01956574.38.1.tfae>
- Finansdepartementet. (2014). *Prinsipper og krav ved utarbeidelse av samfunnsøkonomiske analyser mv.* . <https://docplayer.me/17376537-R-109-14-13-5240-27-30-04-2014-prinsipper-og-krav-ved-utarbeidelse-av-samfunnsokonomiske-analyser-mv.html>
- Finansdepartementet. (2021). *Nasjonalbudsjettet 2022 (Meld. St. 1)*.
- Finansdepartementet. (2021b). *Skatter, avgifter og toll 2022*.
- Finansdepartementet. (2022). *Revidert nasjonalbudsjett 2022 (Meld. St. 2)*.
- Gavenas, E., Rosendahl, K. E. & Skjerpen, T. (2015). *CO₂-emission from Norwegian oil and gas extraction* (806). Statistisk sentralbyrå.
- Hassler, J. & Krusell, P. (2012). Economics and Climate Change: Integrated Assessment in a Multi-Region World. *Journal of the European Economic Association*, 10(5), 974-1000. <https://doi.org/10.1111/j.1542-4774.2012.01082.x>
- Haualand, A., Nordmark, I. & Kindervaag, M. (2022, 27.01.2022). Skandaleprosjektet skal betale for seg selv innen ett år, til tross for milliardsprekk. *NRK*.
<https://www.nrk.no/rogaland/skandaleprosjektet-martin-linge-skal-betale-for-seg-selv-pa-ett-ar-1.15830411>
- Heggedal, T.-R. & Rosendahl, K. E. (2015). Norsk klimapolitikk i et globalt perspektiv. *Magma*, 18, 65-77.
- Hoel, M. (1994). Efficient Climate Policy in the Presence of Free Riders. *Journal of environmental economics and management*, 27, 259-274.

- Hoel, M., Bruvoll, A. & Vennemo, H. (2012). *Betydningen av karbonlekkasjer for norsk næringsliv*. Vista Analyse.
- Hofstad, K. (2019a). Oljeekvivalent. I *Store Norske Leksikon*. <https://snl.no/oljeekvivalent>
- Hofstad, K. (2019b). Standard kubikkmeter. I *Store Norske Leksikon*.
https://snl.no/standard_kubikkmeter
- Hungnes, H. & Strøm, B. (2020). *Ringvirkninger av petroleumsnæringen i norsk økonomi. Basert på endelige nasjonalregnskapstall for 2018 (2020/45)*. Statistisk sentralbyrå.
<https://www.ssb.no/nasjonalregnskap-og-konjunkturer/artikler-og-publikasjoner/ringvirkninger-av-petroleumsnaeringen-i-norsk-okonomi--438720>
- International Energy Agency. (2021). World Energy Outlook 2021.
- Kondensat. (2020, 08.05.2022). I *Store norske leksikon*. Hentet 30.04.2022 fra
<https://snl.no/kondensat>
- Lahn, B. (2017). *Redusert oljeutvinning som klimatiltak - Faglige og politiske perspektiver (Policy Note 2017:01)*. Cicerco - Senter for klimaforskning.
- Miljødirektoratet. (2018). *Greenhouse gas emissions 1990-2016, National Inventory Report (M-985)*.
- Miljødirektoratet. (2020). *Klimakur 2030 Tiltak og viremidler mot 2030 (M-1625)*.
- Mohn, K. (2020). The Gravity of Status Quo: A review of IEA's World Energy Outlook. *Economics of Energy & Environmental Policy*, 9, 63-81.
- Norsk olje & gass. (2021). *Klima- og miljørapport 2021*.
<https://klimamiljorapport.norskoljeoggass.no/klima-og-milj%C3%B8rapport-2021>
- Norsk Petroleum. (2020). *Eksport av olje og gass*. Hentet 29.03.2022 fra
<https://www.norskpetroleum.no/produksjon-og-eksport/eksport-av-olje-og-gass/>
- Norsk Petroleum. (2022a). *Statens inntekter*. Hentet 31.03.2022 fra
<https://www.norskpetroleum.no/okonomi/statens-inntekter/>
- Norsk Petroleum. (2022b). *Ressursregnskap per 31.12.2021*. Hentet 08.04.2022 fra
[https://www.norskpetroleum.no/petroleumsressursene/ressursregnskap-norsk-sokkel/#:~:text=Feltene%20som%20har%20de%20st%C3%B8rste,Troll%2C%20Sn%C3%B8hvit%20og%20Ormen%20Lange.&text=De%20samlede%20gjenv%C3%A6rende%20reservene%20er,Sm%C2%B3%20gass%20\(GSm3\)](https://www.norskpetroleum.no/petroleumsressursene/ressursregnskap-norsk-sokkel/#:~:text=Feltene%20som%20har%20de%20st%C3%B8rste,Troll%2C%20Sn%C3%B8hvit%20og%20Ormen%20Lange.&text=De%20samlede%20gjenv%C3%A6rende%20reservene%20er,Sm%C2%B3%20gass%20(GSm3)).
- Norsk Petroleum. (2022c). *Produksjonsprognoser*. Hentet 23.03.2022 fra
<https://www.norskpetroleum.no/produksjon-og-eksport/produksjonsprognoser/#:~:text=I%202021%20ble%20det%20produsert,Sm%C2%B3%20o.e.%20i%20rekord%C3%A5ret%202004>.
- Norsk Petroleum. (2022d). *Investeringer og driftskostnader*.
<https://www.norskpetroleum.no/okonomi/investeringer-og-driftskostnader/>
- Norsk Petroleum. (2022e). *Petroleumsskatt*. Hentet 20.04.2022 fra
<https://www.norskpetroleum.no/okonomi/petroleumsskatt/>
- Olerud, K. & Lahn, B. (2020). CO2-ekvivalenter. I *Store Norske Leksikon*.
<https://snl.no/CO2-ekvivalenter>
- Olje og energidepartementet. (2018). *Sektorveileder i samfunnsøkonomiske analyser for petroleumssektoren*.
- Oljedirektoratet. (2021). *Sokkelåret 2021*. <https://www.npd.no/globalassets/1-mpd/publikasjoner/sokkelaret/sokkelaret-2021/sokkelaret-2021.pdf>
- Osmundsen, P. & Johnsen, T. (2013). Petroleumsbeskatning. Teori og virkelighet. *Samfunnsøkonomen*, 5, 13-21.
- Rocha, M., Parra, P., Sferra, F., Schaeffer, M., Roming, N., Ancygier, A., Ural, U. & Hare, B. (2017). *A stress test for coal in europe under the paris agreement*. Climate Analytics.
<https://climateanalytics.org/publications/2017/stress-test-for-coal-in-the-eu/>
- Rystad Energy. (2021). *Utslippseffekten av produksjonskutt på norsk sokkel*.

- Sæter, S. O. (2021). Oljefondet har passert 12.000 milliarder kroner for første gang. *E24*.
<https://e24.no/boers-og-finans/i/9E3MeM/oljefondet-har-passert-12000-milliarder-kroner-for-foerste-gang>
- Statistisk sentralbyrå. (2022, 11.04.2022). *Fakta om Olje og Energi*.
<https://www.ssb.no/energi-og-industri/faktaside/olje-og-energi>
- U.S. Energy Information Administration. (2021). *How much carbon dioxide is produced when different fuels are burned?* Hentet 13.04.2022 fra
<https://www.eia.gov/tools/faqs/faq.php?id=73&t=11>
- U.S. Energy Information Administration. (2022). *Hydrocarbon gas liquids explained: Prices for hydrocarbon gas liquids*. Hentet 20.05.2022 fra
<https://www.eia.gov/energyexplained/hydrocarbon-gas-liquids/prices-for-hydrocarbon-gas-liquids.php>