



Rapport 2024/27 | For Equinor



## Forbrenningsutslipp fra Breidablikk

Andreas Hoel-Holt, Haakon Riekeles, Harald Svartsund

# Dokumentdetaljer

Tittel	Forbrenningsutslipp fra Breidablikk
Rapportnummer	Rapport 2024/27
Forfattere	Andreas Hoel-Holt, Haakon Riekeles, Harald Svartsund
ISBN	978-82-8126-689-6
Prosjektnummer	24-HVE-06
Prosjektleder	Haakon Riekeles
Kvalitetssikrer	Haakon Vennemo
Oppdragsgiver	Equinor
Dato for ferdigstilling	4. oktober 2024
Kilde forsidefoto	Elisabeth Sahl og Johnny Engelsvoll / ©Equinor
Tilgjengelighet	Offentlig
Nøkkelord	Klima og det grønne skiftet, olje og gass, netto forbrenningsutslipp

## Om Vista Analyse

Vista Analyse AS er et samfunnsfaglig analyseselskap med vekt på økonomisk utredning, evaluering, rådgivning og forskning. Vi utfører oppdrag med høy faglig kvalitet, uavhengighet og integritet. Våre sentrale temaområder er klima, energi, samferdsel, næringsutvikling, byutvikling og velferd. Vista Analyse er vinner av Evalueringsprisen 2018.

Våre medarbeidere har meget høy akademisk kompetanse og bred erfaring innenfor konsulentvirksomhet. Ved behov benytter vi et velutviklet nettverk med selskaper og ressurspersoner nasjonalt og internasjonalt. Selskapet er i sin helhet eiet av medarbeiderne.

# Forord

Denne rapporten er skrevet i september 2024, på oppdrag fra Equinor. Brita Opheim Sauar har vært kontaktperson for oppdraget, og vi takker for gode diskusjoner og raske avklaringer.

Vi takker for et spennende oppdrag.

Vista Analyse er fullt ut ansvarlig for rapportens metodevalg, beregninger og konklusjoner. Vi viser i denne sammenheng til vårt styringsdokument om rolleforståelse og våre etiske retningslinjer, som er tilgjengelige på våre nettsider.

4. oktober 2024

**Haakon Riekeles**  
Seniorøkonom  
Vista Analyse AS

**Haakon Vennemo**  
Partner  
Vista Analyse AS



# Innhold

Sammendrag og konklusjoner .....	7
<b>1 Innledning .....</b>	<b>13</b>
1.1 Rapportens struktur .....	13
<b>2 Breidablikks produksjonsprofil og produksjonsutslipp.....</b>	<b>14</b>
2.1 Om Breidablikk .....	14
2.2 Tre ulike case for produksjonsutslipp .....	14
<b>3 Metode for å beregne netto utslippseffekt .....</b>	<b>19</b>
3.1 Direkte forbrenningsutslipp av oljen fra Breidablikk .....	19
3.2 Effekter i oljemarkedet .....	19
3.3 Unngåtte produksjonsutslipp fra fortrenget olje- og gassproduksjon .....	21
3.4 Substitusjon mot andre energikilder på etterspørselssiden, og tilhørende utslippseffekter .....	21
<b>4 Tallfesting av modellen .....</b>	<b>23</b>
4.1 Estimer på produksjons- og forbruksendringer i oljemarkedet .....	23
4.2 Direkte produksjonsutslipp fra Breidablikk, og unngåtte produksjonsutslipp fra fortrenget olje- og gassproduksjon .....	26
4.3 Substitusjon mellom energikilder på etterspørselssiden .....	26
<b>5 Resultater.....</b>	<b>28</b>
5.1 Netto forbrenningsutslipp fra Breidablikk i referansecaset .....	28
5.2 Netto forbrenningsutslipp fra Breidablikk i alle case .....	30
5.3 Sensitivitetsanalyse: Fallende andel til forbrenning .....	31
5.4 Andre effekter .....	32
<b>Referanser .....</b>	<b>33</b>
<b>Appendiks .....</b>	<b>37</b>
A Om kvalitetsvekting .....	38
B Litteraturoversikt .....	39
C Detaljerte resultater .....	43
D Attribusjonsfigurer, alle case .....	44
<b>Figurer</b>	
Figur S.1 Referansecaset (case 1): Hvert elements bidrag i beregningen av netto forbrenningsutslipp. ....	8
Figur S.2 Produksjonsutslipp fra Breidablikk-feltet for hvert case i rapporten .....	9
Figur S.3 Brutto og netto forbrenningsutslipp, per case .....	11
Figur 2.1 Produksjonsprognose for Breidablikk i case 1 .....	15
Figur 2.2 Forventede produksjonsutslipp i case 1 .....	16
Figur 2.3 Produksjonsprognose for Breidablikk i case 2 .....	16
Figur 2.4 Forventede produksjonsutslipp i case 2 .....	17
Figur 2.5 Produksjonsprognose for Breidablikk i case 3 .....	17
Figur 2.6 Forventet produksjonsutslipp i case 3 .....	18
Figur 3.1 Stilisert fremstilling av Breidablikks effekt på oljemarkedet .....	20

Figur 5.1	Referansecaset (case 1): Hvert elements bidrag i beregningen av netto forbrenningsutslipp. .....	29
Figur 5.2	Brutto og netto forbrenningsutslipp, per case .....	30
Figur 5.3	Illustrasjon av effekten av utsatt produksjon på nettoutslipp, per tonn Sm <sup>3</sup> .....	32
Figur D.1	Case 1: Hvert elements bidrag i utregning av nettoutslipp.....	44
Figur D.2	Case 2: Hvert elements bidrag i utregning av nettoutslipp.....	45
Figur D.3	Case 3: Hvert elements bidrag i utregning av nettoutslipp.....	46
<b>Tabeller</b>		
Tabell S.1	Oversikt over de ulike casene .....	9
Tabell 2.1	Oversikt over de ulike casene .....	15
Tabell 4.1	Forbruksrespons som andel av tilbudsskift for ulike estimater av langsiktige elastisiteter .....	25
Tabell 4.2	Forbruksrespons som andel av tilbudsskift fra lignende studier .....	26
Tabell 5.1	Oversikt over de ulike casene .....	28
Tabell 5.2	Sensitivitetsanalyse: Netto forbrenningsutslipp fra Breidablikk, gitt fallende forbrenningsandel i feltets levetid (mill. tonn CO <sub>2</sub> e) .....	31
Tabell B.1	Estimater på etterspørselastisiteten i markedet for råolje.....	39
Tabell B.2	Estimater på tilbudselastisiteten i markedet for råolje.....	40
Tabell B.3	Simultanestimerte etterspørsels- og tilbudselastisiteter i markedet for råolje .....	42
Tabell C.1	Detaljerte tall for brutto og netto forbrenningsutslipp (i tusen tonn CO <sub>2</sub> e) .....	43

# Sammendrag og konklusjoner

*Vårt hovedanslag er at produksjon av olje og gass fra Breidablikk vil bidra til økte globale netto forbrenningsutslipp på omtrent 9,7 millioner tonn CO<sub>2</sub>e, i det som er Equinors referansecase. Dette er litt i underkant av ti prosent av brutto forbrenningsutslipp fra feltet, som totalt er på omtrent 100 millioner tonn CO<sub>2</sub>e i referansecaset. Forskjellen på brutto og netto forbrenningsutslipp skyldes hovedsakelig fortregning av annen olje- og gassproduksjon.*

*Resultatet er følsomt for størrelsen på fortregningseffekten i olje- og gassmarkedene. Denne effekten utgjør omtrent 70 millioner tonn CO<sub>2</sub>e for olje og 1,7 millioner tonn CO<sub>2</sub>e for gass, i referansecaset. Substitusjonseffekter og fortregning av annen relativt mer utslippsintensiv produksjon, bidrar også til å dempe netto utslippsøkning fra Breidablikk noe.*

*Selv om vi i denne rapporten beskriver mange usikre faktorer, er det fortsatt faktorer vi ikke har tatt eksplisitt hensyn til. Viktigst er kanskje at fortregnt produksjon helt eller delvis kan bli produsert senere. Det bidrar i tilfellet til større nettoutslipp enn vi har beregnet.*

Denne rapporten, utarbeidet for Equinor, analyserer brutto- og netto forbrenningsutslipp fra olje og gass produsert på Breidablikk-feltet. Analysen gjennomføres i lys av forslaget fra Energidepartementet (Energidepartementet, 2024) om at rettighetshavere skal rapportere globale forbrenningsutslipp som en del av konsekvensutredningen i feltutviklingsplaner (PUD/PAD). Equinor forbereder en søknad om ny produksjonstillatelse for Breidablikk i 2025, og denne rapporten beregner effektene på forbrenningsutslipp ved bruk av modellen VISTA-NETTO, basert på tidligere arbeid fra Vista Analyse (2023).

Breidablikk-feltet ligger i den midtre delen av Nordsjøen og drives via Grane-installasjonen. Feltet er i operasjon, ble godkjent for produksjon frem til 2044 i PUD fra 2021.

## Breidablikk fører til økte forbrenningsutslipp i verden, men nettoutslippene er betydelig lavere enn bruttoutslippene

Brutto forbrenningsutslipp fra Breidablikk beregnes basert på antatt forbrenning av all olje og gass som produseres fra feltet, inkludert produksjonsutslipp. Totale brutto forbrenningsutslipp er anslått til å være rundt 100 millioner tonn CO<sub>2</sub>e over feltets levetid, men noe mindre fra case med kortere produksjonshorisont. Dette inkluderer både olje- og gassproduksjon, men sluttbrukers forbrenning av olje og gass fra feltet står for den største andelen av utslippene, da gass utgjør kun rundt 2 % av produksjonen.

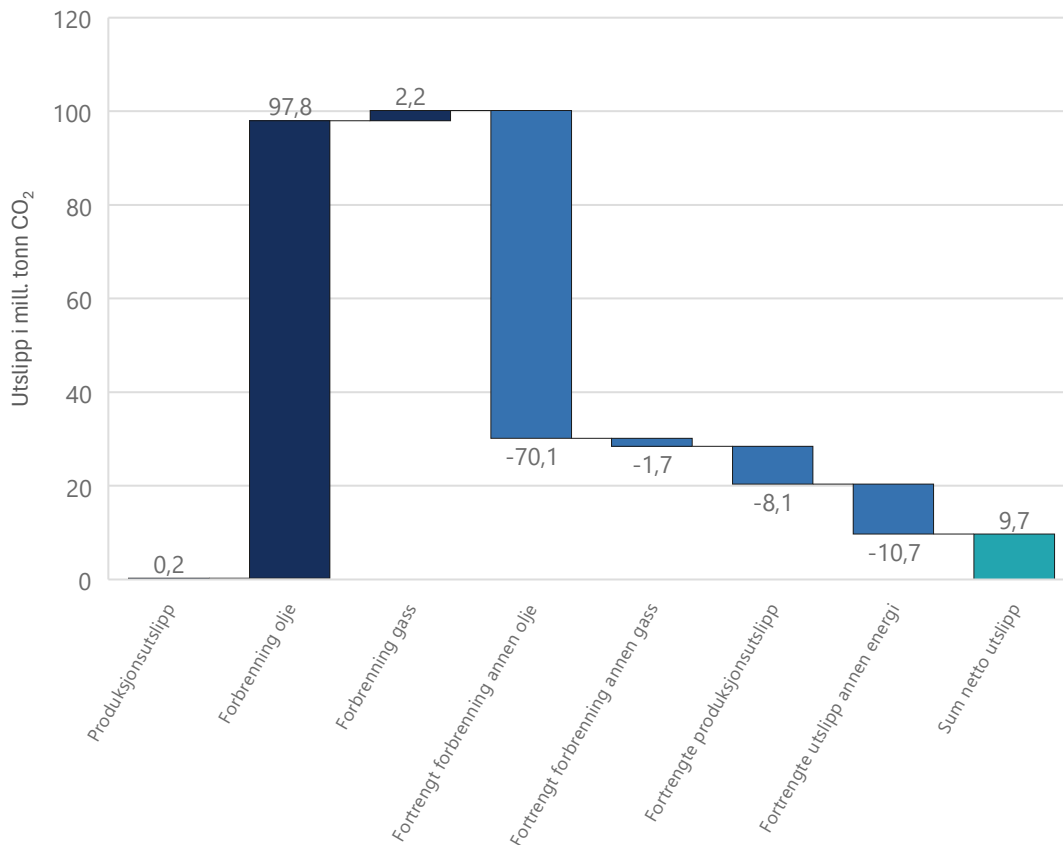
Vårt hovedresultat er at utvinning av olje og gass fra Breidablikk medfører totale netto forbrenningsutslipp på 9,7 millioner tonn CO<sub>2</sub>e, i referansecaset. Dette er litt i underkant av ti prosent av brutto forbrenningsutslipp fra feltet.

Netto forbrenningsutslipp er lavere enn brutto, da det her tas hensyn til fortregning av annen olje- og gassproduksjon, samt substitusjon mot andre energikilder som kull og elektrisitet. Netto utslipp varierer mellom casene, og resultatene avhenger i stor grad av hvordan olje- og

gassmarkedene tilpasser seg økt produksjon fra Breidablikk, som igjen er avhengig av tilbuds- og etterspørselastisitetene i markedene<sup>1</sup>.

Figur S.1 illustrerer bidraget fra hvert element i beregningen av netto forbrenningsutslipp fra Breidablikk, for referansescaset.

**Figur S.1 Referansescaset (case 1): Hvert elements bidrag i beregningen av netto forbrenningsutslipp.**



Kilde: Vista Analyse

De mørkeblå stolpene til venstre i figuren utgjør til sammen det som kalles *brutto* forbrenningsutslipp. Den turkise stolpen til høyre i figuren angir totale *netto* forbrenningsutslipp. De lysere blå stolpene er markedseffekter, som viser ulike former for fortrengte utslipp andre steder, og som utgjør forskjellen på brutto og netto forbrenningsutslipp.

Den viktigste faktoren i beregningen av utslippene er sluttbrukers forbrenning av olje og gass fra Breidablikk. Dette utgjør 97,8 millioner tonn CO<sub>2</sub>e for olje og 2,2 millioner tonn CO<sub>2</sub>e for gass. Produksjonsutslippene fra feltet (scope 1 og 2) utgjør til sammenligning kun en svært liten del, på 0,24 millioner tonn CO<sub>2</sub>e.<sup>2</sup>

<sup>1</sup> Etterspørselastisiteten sier hvor mye forbruket av en vare endrer seg i prosent, når prisen på varen øker med én prosent, og tilsvarende for tilbudsastisiteten. Det er forholdet mellom de to som avgjør markedets responsen.

<sup>2</sup> Alle case har relativt lave produksjonsutslipp sammenliknet med utslippene ved sluttbrukers forbrenning.



Den største fortrenngningseffekten skjer gjennom at produksjonen fra Breidablikk utkonkurrerer noe annen produksjon i resten av verden, som dermed heller ikke forbrennes i sluttbruk. Denne effekten utgjør 70,1 millioner tonn CO<sub>2</sub>e for olje og 1,7 millioner tonn CO<sub>2</sub>e for gass.

I tillegg kommer fortrengte produksjonsutslipp fra den olje- og gassproduksjonen som utkonkurreres. Denne effekten utgjør 8,1 millioner tonn CO<sub>2</sub>e. Forskjellen i Breidablikks produksjonsutslipp og de fortrengte produksjonsutslippene er omtrent 7,8 millioner tonn CO<sub>2</sub>e.

Prisreduksjonen på olje og gass, som følger av det økte tilbudet fra Breidablikk, påvirker også bruken av andre energikilder, slik som kull. Denne effekten medfører fortrengte utslipp på omtrent 10,7 millioner tonn CO<sub>2</sub>e, i dette caset.

## Vi analyserer tre case, som varierer etter produksjonshorisont og om Grane-plattformen elektrifiseres

Equinor har gitt oss tre ulike case for produksjon og utslipp, som varierer avhengig av elektrifisering av Grane-plattformen og lengden på produksjonen. I alle casene legges det til grunn at all produksjon av olje og gass fra feltet går til forbrenning, men vi gjør også en sensitivitetsanalyse der en andel går til ikke-forbrenningsformål.

Casene er oppsummert i tabell S.1.

Tabell S.1 Oversikt over de ulike casene

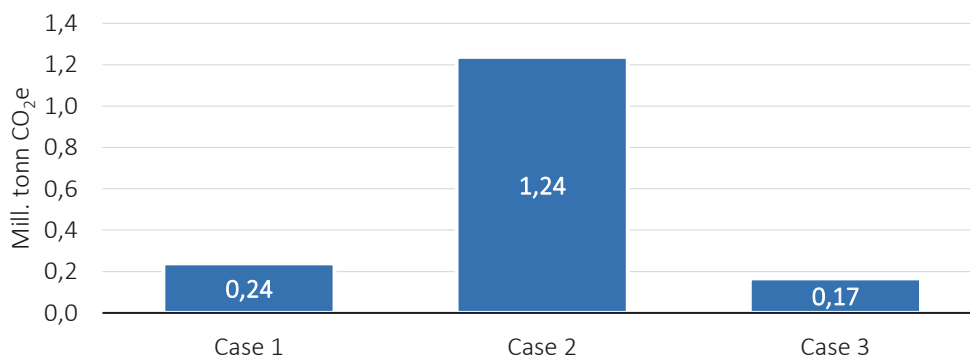
Case	Produksjon (Mill. Sm <sup>3</sup> o.e.)	Produksjonsutslipp (Mill. tonn CO <sub>2</sub> e)	Produksjonsstopp og ressurser	Elektrifisering	Beregningsmetode for produksjonsutslipp
1 (ref.)	37,298	0,240	2060 (RK1-5)	Ja	Marginale
2	37,303	1,238	2060 (RK1-5)	Nei	Marginale
3	31,236	0,167	2044 (RK1-3)	Nei	Marginale

Kilde: Vista Analyse

Med unntak av case 3, som har en noe lavere produksjonsprognose, er forventet produksjon av olje og gass nokså like i de øvrige casene, på rundt 37 millioner standard kubikkmeter (Sm<sup>3</sup>) olje-ekvivalenter, og nesten hele produksjonen er olje, ikke gass.

Skillet mellom casene er større i forventede produksjonsutslipp, som vist i Figur S.2

Figur S.2 Produksjonsutslipp fra Breidablikk-feltet for hvert case i rapporten



Kilde: Vista Analyse

De høyeste produksjonsutslippene er forventet i case 2 på 1,24 millioner tonn CO<sub>2</sub>-ekvivalenter (CO<sub>2</sub>e), som er caset uten elektrifisering av Grane-plattformen og med lang produksjonshorizont. De laveste produksjonsutslippene er i case 3, der produksjonshorizonten er kortere, og hvor det heller ikke er lagt til grunn elektrifisering.

I referansecaset, case 1, er produksjon til 2060 og elektrifisering i 2030 lagt til grunn for prognosen. Dette gir produksjonsutslipp på 0,24 millioner tonn CO<sub>2</sub>e.

## Netto forbrenningsutslipp varierer mest med markedsresponsen, mindre på tvers av produksjonscasene

I alle casene er totale netto forbrenningsutslipp fra Breidablikk større enn null, når vi legger til grunn vårt hovedanslag på tilbuds- og etterspørselastisiteter i markedene. Disse hovedresultatene per case er indikert med mørkeblå sirkler i Figur S.3, som gir en oversikt over forskjellen på brutto og netto forbrenningsutslipp for hvert case i analyse.

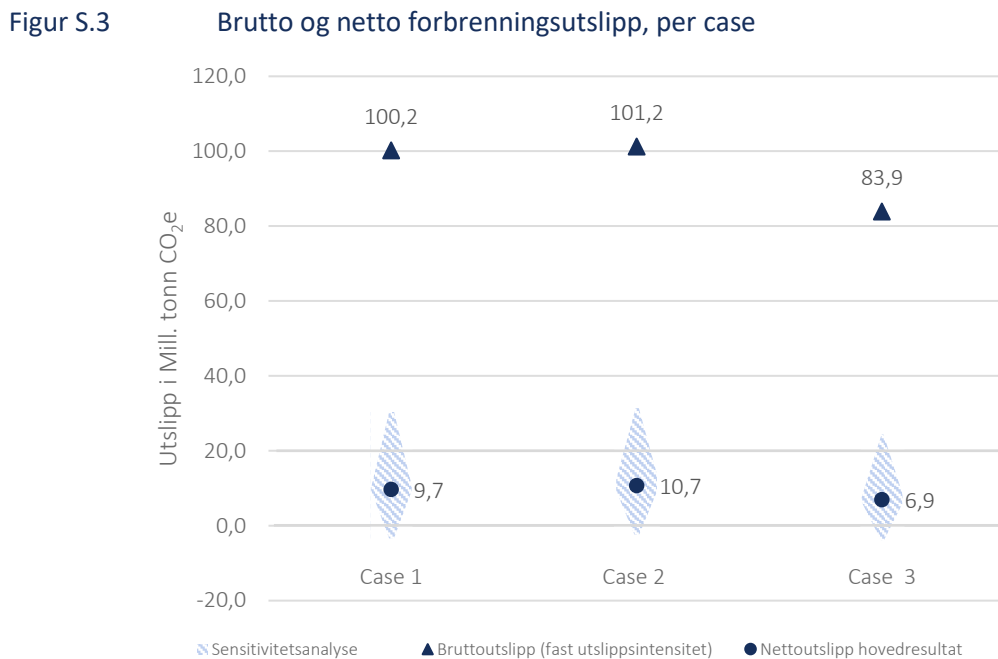
Det betyr at produksjonen fra Breidablikk medfører økt netto forbrenning av olje og gass i verden, også når man tar hensyn til annen foretrent produksjon, forskjeller i produksjonsutslipp og substitusjon mot andre energikilder.

Den viktigste faktoren i forskjellen mellom brutto og netto forbrenningsutslipp fra Breidablikk er foretrentningseffekten i olje- og gassmarkedene, som avhenger av elastisitetene i markedene. Det er imidlertid vanskelig å avgjøre presist hvilke estimater fra litteraturen som best estimerer disse. Derfor indikerer vi en usikkerhet i beregningene ved å vise et spenn av nettoutslipp, for hvert case. Dette spennet, som er basert på det vi mener er øvre og nedre troverdige estimater fra elastisitetlitteraturen, er illustrert av de skraverte feltene på figuren.<sup>3</sup>

Den store betydningen av markedsrespons, og spennet i denne, gjør at det sannsynlige utfallsrommet på nettoutslippene er større innad i hvert case, for ulike markedsrespons, enn de er på tvers av casene, for samme markedsrespons. Høyeste netto forbrenningsutslipp finner vi i case 2, med omtrent 10,7 millioner tonn CO<sub>2</sub>e, mens de laveste nettoutslippene er i case 3, med 6,9 millioner tonn CO<sub>2</sub>e. Dette er en forskjell på 3,8 millioner tonn CO<sub>2</sub>e. Til sammenlikning utgjør spennet mellom høy og lav markedsrespons i referansecaset en forskjell i utslipp på 33,8 millioner tonn CO<sub>2</sub>e.

---

<sup>3</sup> De skraverte feltene er tynnere i endene for å illustrere at vi mener det er mindre sannsynlig at den reelle nettoeffekten er i enden av spennet, enn i området rundt vårt hovedanslag.



Kilde: Vista Analyse

## Analysen av netto forbrenningsutslipp er forbundet med relativt stor usikkerhet

Selv om nettoutslipp kan sees på som en mer komplett analyse av klimaeffekten av et felt, der også markedseffekter er med, er det samtidig mye usikkerhet, da resultatet avhenger av forutsetningene som legges til grunn.

Den viktigste forutsetningen gjelder forventet markedsrespons, som beskrevet over.

Andre viktige forutsetninger er graden av substitusjon i andre markeder og utslippintensiteten i fortrenget produksjon. Til slutt avhenger resultatene også av forventninger om produksjonen fra Breidablikk, og hva produksjonsutslippene er i disse tilfellene.

Selv om vi i denne rapporten beskriver mange usikre faktorer, er det fortsatt faktorer vi ikke har tatt eksplisitt hensyn til. Viktigste er kanskje at fortrenget produksjon helt eller delvis kan bli produsert senere. Det bidrar i tilfellet til større nettoutslipp enn vi har beregnet.

Det er også viktig å understreke at analysen av nettoutslipp avhenger av en rekke feltspesifikke forhold. Det gjelder valget av tidshorisont, analyseår, utslippintensiteter, og andre viktige forhold. Dessuten vil ny forskning endre på forutsetningene som brukes. Denne rapporten kan ikke brukes ukritisk for å analysere netto utslippseffekter av andre felt.



# 1 Innledning

Energidepartementet har foreslått endringer til veileder for PUD/PAD og har sendt forslaget på høring. Endringsforslaget innebærer «... at rettighetshaverne, når de utarbeider konsekvensutredninger som del av en PUD/PAD, skal beskrive globale forbrenningsutslipp av eventuell olje og gass utvunnet fra utbyggingen» (Energidepartementet, 2024).

Equinor er operatør for Breidablikk, som er et felt i produksjon, og der det i høst skal søkes om ny produksjonstillatelse for 2025. Som en forberedelse til søknaden ønsker Equinor å utrede forbrenningsutslippene fra Breidablikk.

Denne rapporten har som mål å utrede forbrenningsutslippene fra Breidablikk i ulike produksjonscase, og å evaluere hvordan markedsrespons, substitusjonseffekter og andre globale forhold påvirker netto forbrenningsutslipp fra feltet. Rapporten bygger på modellen VISTA-NETTO, som er en videreutvikling av metoden brukt Vista Analyse (2023), men med enkelte justeringer og oppdateringer som gjenspeiler nyere prognoser for energimarkeder og produksjonsutvikling. Vi har gjennomgående tatt utgangspunkt i IEAs APS-scenario («Announced Pledges Scenario»).

## 1.1 Rapportens struktur

I kapittel 2 beskriver vi Breidablikk-feltet, og ulike case for produksjon og produksjonsutslipp vi har fått av Equinor. I kapittel 3 forklarer vi metoden vi bruker for å beregne forskjellen på brutto og netto forbrenningsutslipp fra feltet. Kapittel 4 beskriver tallfestingen av beregningsmodellen vår, herunder hvilke kilder og forutsetninger som brukes. Resultatene presenteres i kapittel 5. Rapporten har også et appendiks, som gir detaljerte beskrivelser om temaer fra de øvrige kapitlene.

## 2 Breidablikks produksjonsprofil og produksjonsutslipp

### 2.1 Om Breidablikk

Breidablikk er et oljefelt som ligger i den midtre delen av Nordsjøen, omtrent 180 kilometer utenfor kysten fra Haugesund. Feltet utvinnes gjennom Grane-plattformen<sup>4</sup>. Plattformen ble opprinnelig bygget for å utvinne feltet Grane som ligger ti kilometer sørvest for Breidablikk. Plan for utbygging og drift (PUD) for Breidablikk ble godkjent i 2021 og utvinningen startet sent i 2023.

### 2.2 Tre ulike case for produksjonsutslipp

Vi har fått tilsendt tre ulike case fra Equinor. De varierer etter hvorvidt det er antatt at Grane-plattformen skal elektrifiseres og hvor lang produksjonshorisont som legges til grunn.

Det er ikke bestemt hvorvidt Grane-plattformen skal elektrifiseres. Derfor legges det inn case både med og uten elektrifisering i 2030. Elektrisk kraft til plattformen medregnes som scope 2-utslipp, og det er brukt en CO<sub>2</sub>-faktor på strøm på 17g CO<sub>2</sub>e/kWh.

Breidablikk er godkjent i drift til 2044, men Equinor ser potensiale for produksjon frem til 2060. Derfor brukes case med ulik produksjonshorisont: en som tilsvarer ressursene som er godkjent i PUD, med produksjonsstans i 2044 (RK1–3)<sup>5</sup>, og en med produksjon frem til og med 2060 (RK1–5). Elektrifisering var ikke lagt til grunn i PUD, derfor vil ikke den kortere produksjonshorisonten ha et elektrifiseringscase.

Dette gir oss tre case: produksjon til 2060, med og uten elektrifisering, og produksjon til 2044, kun uten elektrifisering, da elektrifisering ikke var lagt til grunn i PUD fra 2021.

I prognosene Equinor har sendt oss regnes produksjonsutslippene som såkalte marginale utslipp. I beregningen av marginale utslipp inkluderes kun de ekstra utslippene som er direkte utløst av at Breidablikk tilknyttes Grane-plattformen. Dette er summen av direkteutslipp fra Breidablikk-feltet som skyldes leting og boring, og mer-utslippene fra Grane-plattformen som direkte skyldes produksjonen på Breidablikk. Equinors prognoser viser at Breidablikk kun har en begrenset marginal innvirkning på utslipp fra Grane-anleggene, og produksjonsutslippene fra Grane-plattformen vil være tilnærmet like høye, selv uten Breidablikk i drift<sup>6</sup>.

Referansecaset som er valgt (case 1) antar elektrifisering i 2030, samt produksjon frem til og med 2060. En oversikt over alle casene gis i Tabell 2.1

<sup>4</sup> Feltet Svalin er også tilknyttet Grane-installasjonen.

<sup>5</sup> Sokkeldirektoratet bruker et klassifiseringssystem for å kategorisere oljeressurser fra de er uoppgagede til de er utvinnet. De relevante kategoriene for denne rapporten er RK1-5. RK1-3 innebefatter ressurser under produksjon eller som er godkjent for produksjon. PUD for Breidablikk fra 2021 omfatter RK1-3. RK4-5 er i tillegg oljeressurser som det er sannsynlig at blir produsert, men som fortsatt er i en klareringsfase.

<sup>6</sup> Forklaringen er knyttet til operasjonen av en gasskompressor som opererer på maksimal kapasitet uavhengig av Breidablikk.

Tabell 2.1 Oversikt over de ulike casene

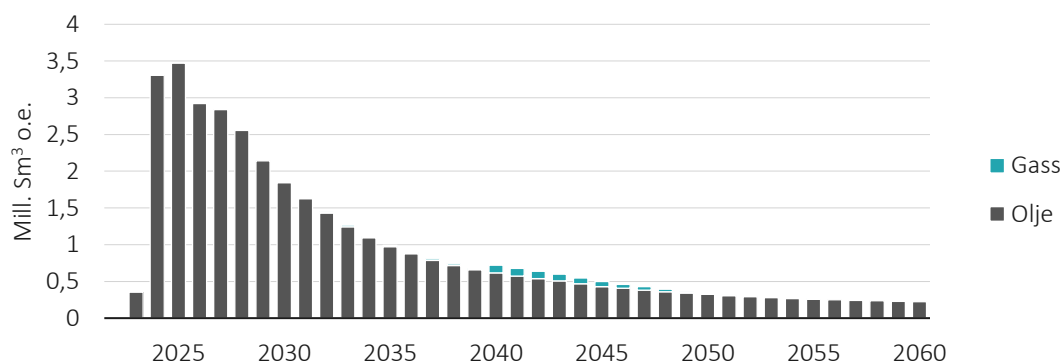
Case	Produksjon (Mill. Sm <sup>3</sup> o.e.)	Produksjonsutslipp (Mill. tonn CO <sub>2</sub> e)	Produksjonsstopp og ressurser	Elektrifisering
1	37,298	0,240	2060 (RK1-5)	Ja
2	37,303	1,238	2060 (RK1-5)	Nei
3	31,236	0,167	2044 (RK1-3)	Nei

Kilde: Vista Analyse

De videre delkapitlene i kapittel 2 beskriver prognosene for produksjon og produksjonsutslipp for hvert case i større detalj.

## 2.2.1 Case 1: Produksjon til 2060, med elektrifisering

Figur 2.1 Produksjonsprognose for Breidablikk i case 1



Kilde: Vista Analyse, basert på tall fra Equinor.

Figur 2.1 viser produksjonsprognosen for Breidablikk i referansecaset. Innen 2060 er prognosen at det blir utvunnet totalt 36,4 millioner standard kubikkmeter (Sm<sup>3</sup>) olje (RK1-5). Den største andelen av dette kommer tidlig i feltets levetid. Allerede i 2030 blir medianfatet produsert.

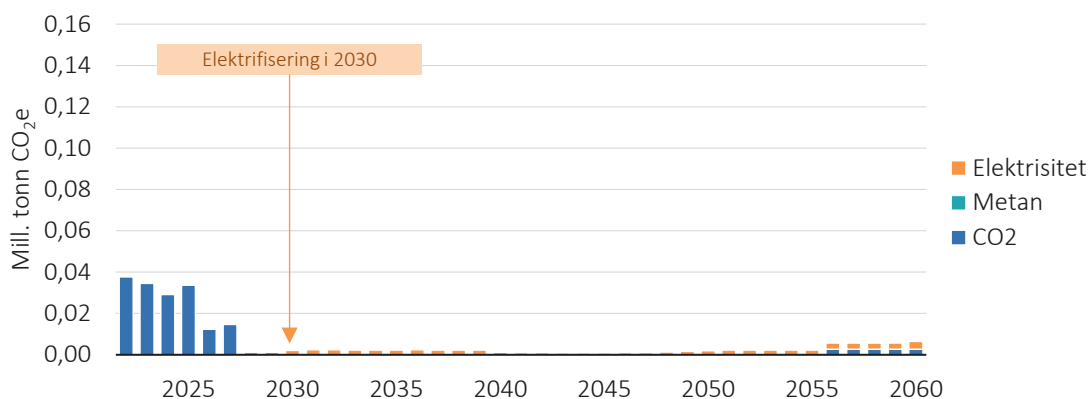
Det forekommer også noe rikgass i feltet, som i begynnelsen skal anvendes for injisering i Grane-feltet, for å deretter produseres fra Grane. I 2030 kommer Grane-feltet til å begynne å utvinne denne gassen for salg, først i et begrenset volum, deretter i større omfang fra og med 2040. Dette forklarer den synlige økningen i gassproduksjon fra Breidablikk. Det relevante for beregning av nettoutslipp er når gassen blir tilgjengelig for salg, og derfor tar vi utgangspunkt i anslått produksjonstidspunkt av Breidablikk-gassen fra Grane, ikke forventet produksjonstidspunkt for gassen fra Breidablikk. Det er forventet at det totale volumet rikgass produsert er omtrent 0,9 millioner Sm<sup>3</sup> oljeekvivalenter<sup>7</sup>. Prognosene gir et estimat på hvor mye av gassen fra Grane som er lisensiert til Breidablikk, denne teller vi som produksjon fra Breidablikk i alle de ulike casene.

Figur 2.2 viser produksjonsutslippene i referansecaset. Figuren viser at Breidablikk kun har en begrenset marginal innvirkning på utslipp fra Grane-anleggene, ifølge Equinors prognoser. I dette caset elektrifiseres Grane i 2030, som gir visse scope 2-utslipp til strøm. Totalt kommer

<sup>7</sup> 1000 Sm<sup>3</sup> gass = 1 Sm<sup>3</sup> oljeekvivalent

produksjonsutslippene i dette caset på omtrent 0,24 millioner tonn CO<sub>2</sub>e over hele produksjons-horisonten.

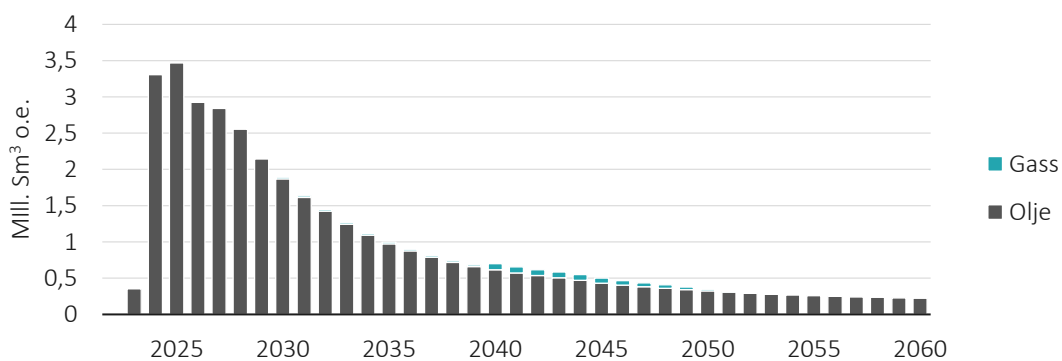
Figur 2.2 Forventede produksjonsutslipp i case 1



Kilde: Vista Analyse, basert på Equinors prognoser.

## 2.2.2 Case 2: Produksjon til 2060, uten elektrifisering

Figur 2.3 Produksjonsprognose for Breidablikk i case 2

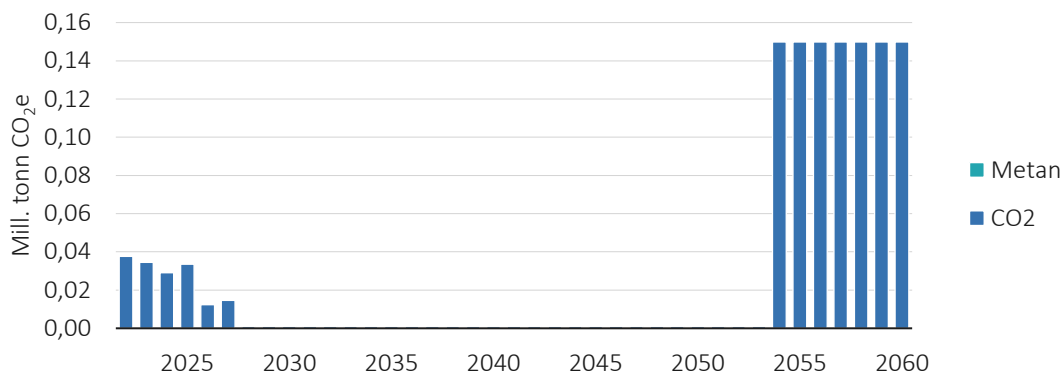


Figur 2.3 viser produksjonsprognosen for Breidablikk uten elektrifisering av Grane, med produksjonsstopp i 2060 (RK1–5). Prognosene i Figur 2.1 og Figur 2.3 er omtrent identiske. Prognosen er litt høyere når Grane-plattformen ikke elektrifiseres, dette skyldes produksjonstekniske forhold, men forskjellen er omtrent neglisjerbar<sup>8</sup>.

<sup>8</sup> Forskjellen er på 0,001 millioner Sm<sup>3</sup> oljeequivalenter.



Figur 2.4 Forventede produksjonsutslipp i case 2

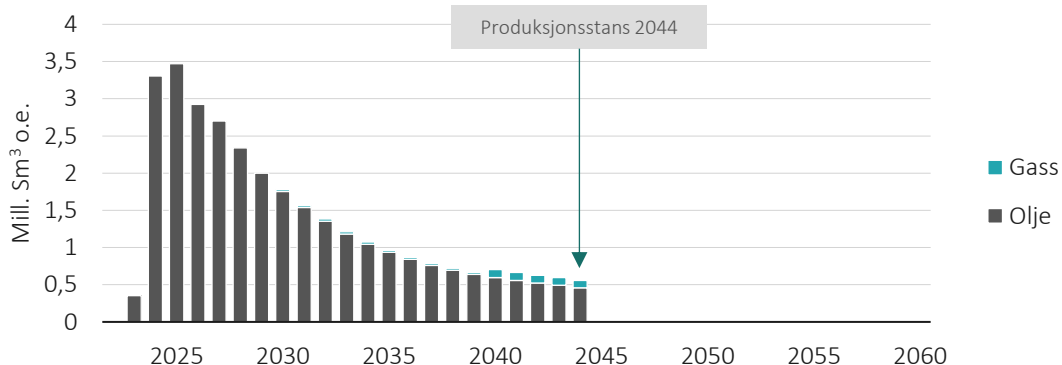


Kilde: Vista Analyse, basert på Equinors prognoser.

Figur 2.4 viser de marginale produksjonsutslippene i case 2. Utslippene er identisk med referansecaset før 2030. Den store økningen i utslipp av CO<sub>2</sub>e fra 2054 og til 2060 skyldes at levetiden til Grane-feltet går frem til 2053, deretter må Grane-plattformen driftes hovedsakelig på grunn av Breidablikk, med tilhørende utslipp på Grane-plattformen allokert til Breidablikk. Totale utslipp i caset er 1,24 millioner tonn CO<sub>2</sub>e, som er 1 million tonn mer enn i referansecaset. Breidablikk forårsaker marginale produksjonsutslipp gjennom hele feltets levetid, men fra slutten av 2020-tallet og frem mot 2054 er de for små til å vises i figuren (<0,001 millioner tonn CO<sub>2</sub>e per år).

### 2.2.3 Case 3: Produksjon til 2044, uten elektrifisering

Figur 2.5 Produksjonsprognose for Breidablikk i case 3



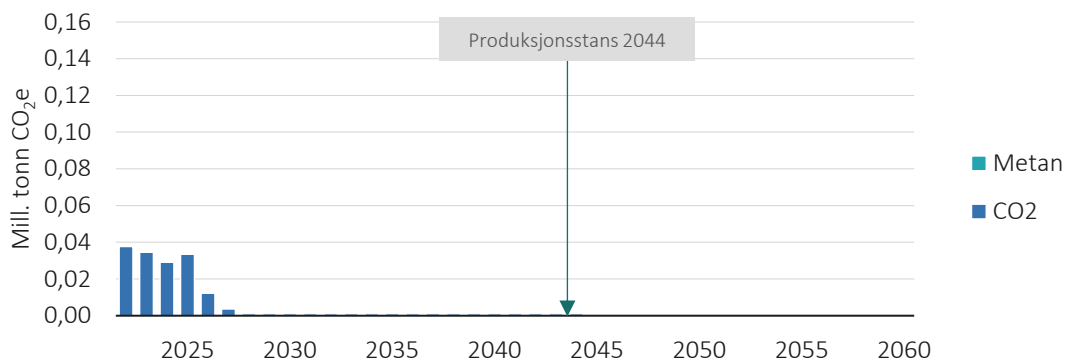
Kilde: Vista Analyse, basert på Equinors prognoser.

Figur 2.5 viser den produksjonen som er godkjent i plan for utbygging og drift (PUD) for Breidablikk. PUD-en for Breidablikk gjelder frem til 2044, i motsetning til hva som er antatt i de andre produksjonsprognosene, der produksjonen fortsetter frem til 2060.

Dette medfører endringer i produksjonsprofilen for feltet, sammenliknet med de to foregående casene. Fordi store deler av produksjonen skjer tidlig i feltets levetid, er ikke forskjellen i total produksjon mellom casene veldig stor. Medianfatet blir produsert kun ett år tidligere, i 2029. Det forventes at 30,5 millioner Sm<sup>3</sup> olje utvinnes fra feltet, som er omtrent 84 % av den totale mengden i de andre prognosene.

Det er ikke antatt elektrifisering i dette caset

**Figur 2.6** Forventet produksjonsutslipp i case 3



Kilde: Vista Analyse, basert på Equinors prognoser.

Figur 2.6 viser de forventede marginale produksjonsutslippene i tilfellet hvor man bare utvinner de ressursene som er godkjent i PUD-en for Breidablikk (case 3). Det er identisk med utslippene fra case 2 frem til 2045, hvor det er null utslipp ettersom produksjonen kun går til 2044. Totale utslipp blir 0,17 millioner tonn CO<sub>2</sub>e, som er 0,07 millioner tonn mindre enn i referansecaset. Det forekommer (marginale) produksjonsutslipp i perioden fra slutten av 2020-tallet og frem mot 2044, men de er for små til å vises i figuren (< 0,001 millioner tonn CO<sub>2</sub>e per år).

## 3 Metode for å beregne netto utslippseffekt

Rapporten bygger på modellen VISTA-NETTO, som er en videreutvikling av metoden brukt Vista Analyse (2023). Vi gjengir metoden i korte trekk her.

Forskjellen på brutto- og nettoutslipp er at nettoutslipp tar hensyn til at olje og andre energiprodukter omsettes i markeder og at forbrukere og andre produsenter tilpasser seg disse endringene. Nettoutslipp kan sees på som en mer komplett analyse av klimaeffekten av et felt, der også indirekte effekter er med, men er samtidig mer usikkert enn bruttoutslipp, da resultatet avhenger av forutsetningene som legges til grunn. For å synliggjøre denne usikkerheten har vi beregnet et spenn av hva nettoutslippene kan bli, med ulike forutsetninger.

Vi inkluderer fire hovedelementer som utgjør forskjellen på brutto og netto:

1. Direkte forbrenningsutslipp av olje og gass produsert fra Breidablikk
2. Effekter i olje- og gassmarkedet i form av fortrenget annen produksjon og netto økning i forbruk
3. Unngåtte produksjonsutslipp fra fortrenget olje- og gassproduksjon
4. Substitusjon mot andre energikilder på etterspørselssiden, og tilhørende utslipp fra energikilder som erstattes av økt olje- og gassproduksjon

### 3.1 Direkte forbrenningsutslipp av oljen fra Breidablikk

Forbrenning av en standard kubikkmeter ( $\text{Sm}^3$ ) olje fra Breidablikk gir direkte utslipp på 2,69 tonn  $\text{CO}_2$  (SSB, 2021). Forbrenning av én standard kubikkmeter oljeekvivalenter rikgass (eller 1000  $\text{Sm}^3$  rikgass) gir direkte utslipp på 2,34  $\text{CO}_2$ . Totale brutto forbrenningsutslipp fra Breidablikk kan da enkelt regnes ut ved å multiplisere karbonintensiteten per standard kubikkmeter med den forventede produksjonen.

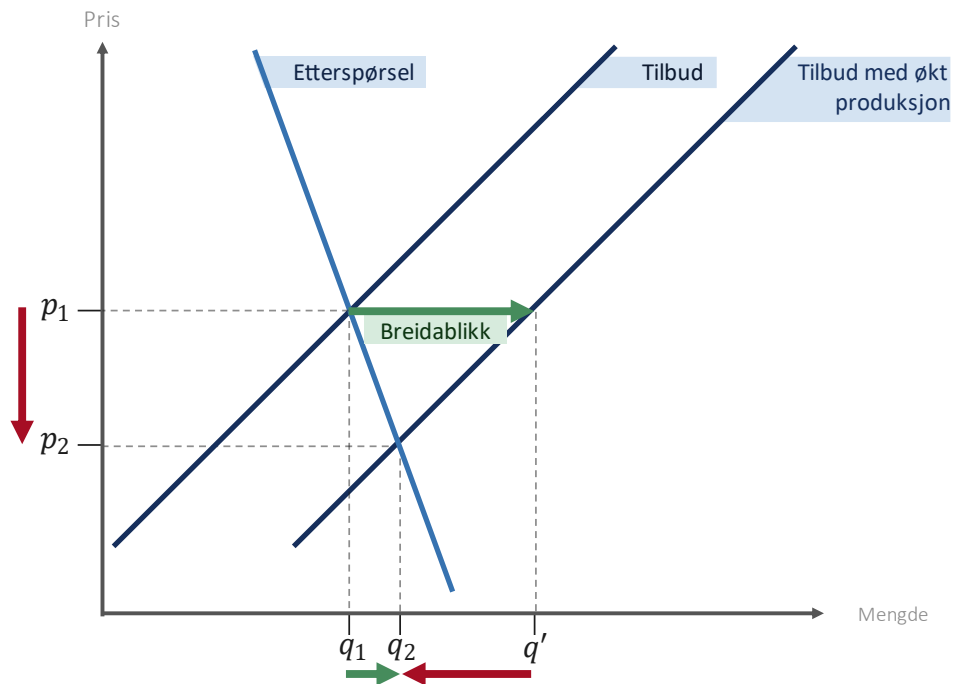
Våre case forutsetter at all olje og gass som produseres fra Breidablikk forbrennes, og at ingen av forbrenningsutslippene fanges og lagres eller går til anvendelser som ikke innebærer forbrenning.

Den faktiske mengden brutto forbrenningsutslipp fra feltet avhenger av andelen av produksjonen som går til annen bruk enn direkte forbrenning, slik som petrokjemiske produkter, og i hvilken grad disse produktene kan bidra til utslipp på lenger sikt, f.eks. pga. søppelforbrenning eller utslipp fra deponier. Vi har gjennomført en sensitivitetsanalyse der vi analyserer brutto og netto forbrenningsutslipp, gitt at utslippintensiteten til forbruket av olje endrer seg over tid.

### 3.2 Effekter i oljemarkedet

Vi legger til grunn at all oljen som produseres på Breidablikk blir solgt på verdensmarkedet. Selv om dette medfører en økning i tilbudet av olje, øker ikke den totale produserte (og konsumerte) -mengden olje i verden *nødvendigvis* med like mye som produksjonen fra Breidablikk. Det skyldes effektene i oljemarkedet.

Figur 3.1 Stilisert fremstilling av Breidablikks effekt på oljemarkedet



Kilde: Vista Analyse

Figur 3.1 illustrerer økningen i tilbudet av olje fra Breidablikk på verdensmarkedet som et tilbuds-sjokk som flytter tilbudskurven til høyre. Tilbudt mengde øker fra  $q_1$  til  $q'$ . Konsumenter av olje vil imidlertid ikke være villig til å kjøpe mer olje til den eksisterende markedsprisen,  $p_1$ . Dermed faller prisen. Tilbud og etterspørsel vil igjen være i likevekt når prisen har falt til  $p_2$ . Prisreduksjonen har ført til at forbruk (og produksjon) av olje har økt til  $q_2$ , men den endelige økningen er ikke like stor som det opprinnelige tilbuds-sjokket. Grunnen er at produksjonen fra Breidablikk utkonkurrerer annen olje på markedet når prisen faller.

Nøyaktig hvor stor nettoeffekten på kvantumet er, regnet som andel av det opprinnelige tilbuds-sjokket,  $\alpha$ , avhenger av forholdet mellom tilbudselastisiteten ( $\epsilon_T$ ) og etterspørselstetisiten ( $\epsilon_E$ ), gitt av formelen  $\alpha = \frac{\epsilon_E}{\epsilon_E - \epsilon_T}$ . Tilbudselastisiteten angir prosentvis endring i forbruket som følge av en prisøkning på én prosent, og tilsvarende for etterspørselstetisiten.

En høy  $\alpha$  kan tolkes som at etterspørselen er relativt mer prissensitiv enn tilbudet. For en gitt og stigende tilbudskurve vil en helt elastisk etterspørselskurve (horisontal kurve,  $\epsilon_E \rightarrow \infty$ ) ikke føre til noen prisendring, hele tilbuds-sjokket vil absorberes av etterspørselen og ingen annen produksjon vil fortrenkes. Det motsatte er tilfellet hvis etterspørselen er helt uelastisk (vertikal kurve,  $\epsilon_E = 0$ ). Forutsatt at all oljen fra Breidablikk omsettes så vil den i dette tilfellet utkonkurrere annen olje 1:1, med et tilhørende prisfall.

For å kunne beregne nettoeffekten av Breidablikk på samlet oljeforbruk i verden må  $\alpha$  tallfestes, og dette er det viktigste og mest kompliserte spørsmålet i beregningen av netto forbrenningsutslipp. Vi beskriver vår fremgangsmåte for å tallfeste  $\alpha$  i kapittel 4.1.

Hvordan utslippene endres, avhenger av utslippsintensiteten til den fortrenkte produksjonen. Dette drøftes i kapittel 4.2.

### 3.3 Unngåtte produksjonsutslipp fra fortrenget olje- og gassproduksjon

Neste punkt i beregningen er å ta hensyn til at det er ulike mengde utslipp per olje ekvivalent produsert fra Breidablikk og resten av verden. Vi kaller dette utslippsintensiteten. Forskjellen kommer av ulike utslipp fra produksjon og distribusjon av norsk olje og gass mot utenlandsk olje. Siden det økte tilbudet fra Breidablikk til dels fortrenger produksjon i verden, så blir også produksjonsutslippene assosiert med denne fortrenget produksjonen.

### 3.4 Substitusjon mot andre energikilder på etterspørselssiden, og tilhørende utslippseffekter

Økningen i tilbudet forårsaker et fall i prisen på olje og gass. Siden olje og gass konkurrerer med andre energivarer betyr det at den totale økningen i forbruk av olje og gass kan erstatte noe konkurrerende energiforbruk fra andre kilder. Å fastslå denne substitusjonen er det siste elementet i beregningen av netto forbrenningsutslipp.

I denne rapporten videreutvikler vi metoden brukt i Vista Analyse (2023). Substitusjonseffekten er avhengig av hvilke energikilder som bidrar til det globale energiforbruket, også kalt energimiksen. Det er rimelig å forvente at energimiksen endrer seg over tid, derfor deler vi analysen vår opp i flere tidsperioder. Da kan vi fange opp endringer i substitusjonseffekten når verden tilpasser energiforbruket sitt for å møte sine klimamål. I kapittel 4.3 går vi i nærmere detaljer om hvilke tidsperioder vi velger, og hvilke kilder vi bruker for å tallfeste de forventede endringene.

For å beregne substitusjonen mellom to energivarer må man vite fire ting: den totale etterspørselen for hver av varene, etterspørselstettheten til varen som øker i forbruk, og krysspriselasiteteten mellom varene. Krysspriselasiteteten er et mål på hvor mange prosent etterspørselen av en vare endrer seg når prisen på en annen vare endrer seg med én prosent. En positiv krysspriselasitet betyr at varene er substitutter, det vil si forbruket av varen går opp når den andre varens pris øker, og motsatt når prisen går ned.

Eksempelvis, for å beregne substitusjonseffekten mellom olje og elektrisitet trenger man etterspørselstettheten til olje, definert som:

$$\varepsilon_{oil}^e = \frac{\partial x_{oil}}{x_{oil}} \bigg/ \frac{\partial p_{oil}}{p_{oil}},$$

Krysspriselasiteteten mellom olje og elektrisitet, definert som:

$$\varepsilon_{el,oil} = \frac{\partial x_{el}}{x_{el}} \bigg/ \frac{\partial p_{oil}}{p_{oil}}$$

Ut ifra det kan man utlede at endringen i forbruket av elektrisitet blir:

$$\partial x_{el} = \frac{\varepsilon_{el,oil}}{\varepsilon_{oil}^e} \times \frac{\partial x_{oil}}{x_{oil}} \times x_{el},$$

der  $\partial x_{oil}$  er endringen i forbruket av olje som skyldes Breidablikk. Dette gjøres for alle de tre sentrale energivarene som kan være utsatt for substitusjon. Det vil si at vi for olje ser på substitusjon mot kull, elektrisitet og gass, mens vi for gass ser på substitusjon mot kull, elektrisitet og

olje. Ved å gange endringen i forbruket av disse energivarene med utslippsintensiteten deres, får man de fortregte utslippene fra substitusjon mot andre energivarer.

Til slutt må man finne endringen i utslippene gitt av substitusjonen mellom de ulike energikildene. For eksempel vil mer bruk av olje og mindre bruk av kull føre til en viss endring i nettoutslipp. Hvilke kilder vi bruker for å tallfeste denne effekten beskrives også i kapittel 4.3.

## 4 Tallfesting av modellen

Tallfestingen av modellen innebærer å finne faktiske tall for alle faktorer som inngår i beregningen av brutto og netto forbrenningsutslipp. Vi har i forbindelse med denne rapporten oppdatert tallene som er brukt i Vista Analyse (2023). Oppdateringene gjelder blant estimater på utslippsintensiteter, tilbuds- og etterspørselastisiteter, samt verdens antatte energimiks i fremtiden.

Kun en svært liten andel av produksjonen fra Breidablikk er gass, rundt 2,4 % totalt, avhengig av caset. Derfor bruker vi gjennomgående de samme forutsetningene om virkninger i gassmarkedene som er gjort i Vista Analyse (2023), mens vi oppdaterer analysen av virkninger i oljemarkedet. Unntaket er betydningen endringen i energimiksen har å si for substitusjoner til og fra gass som energikilde (se kapittel 3.4 og kapittel 4.3).

Det er viktig å understreke at analysen av nettoutslipp avhenger av en rekke feltspesifikke forhold. Det gjelder valget av tidshorison, analyseår, utslippsintensiteter, og andre viktige forhold. Dessuten vil ny forskning endre på forutsetningene som brukes. Denne rapporten kan ikke brukes ukritisk for å analysere netto utslippseffekter av andre felt. I tillegg kan en beregning av nettoutslipp til dels sees på som en prognose av hvordan energimarkedet vil reagere på endringer i produksjon. For at en slik prognose skal være mest mulig troverdig er det nødvendig med jevnlig oppdatering av parametere knyttet til markedsrespons og substitusjon, noe som sikres ved bruk av modellen VISTA-NETTO.

### 4.1 Estimerer på produksjons- og forbruksendringer i oljemarkedet

I dette kapitlet beskriver vi vår tallfesting av produksjons- og forbruksendringer i oljemarkedet som følge av Breidablikks inntreden på markedet. Den sentrale parameteren er  $\alpha$ , andelen av tilbudssjokket fra Breidablikk som fører til økt konsum. Denne avhenger igjen av forholdet mellom markedsparameterne  $\epsilon_E$  og  $\epsilon_T$ , henholdsvis etterspørsels- og tilbudselasticiteten.

Det er imidlertid vanskelig å estimere disse størrelsene presist. En viktig grunn til det, er at pris og produsert kvantum er *endogene* størrelser, som betyr at de blir til i et samspill mellom tilbud og etterspørsel. Hvis man for eksempel forsøker å avlede etterspørselastisiteten i et marked ved å anvende direkte observasjoner av pris og kvantum, vil man feilaktig ignorere at tilbudet også reagerer på markedsprisene. Det er dette identifikasjonsproblemet man søker å håndtere i forskningen på elasticitetsestimering. Se Appendix B for en diskusjon av ulike metoder som brukes i litteraturen for å håndtere dette identifikasjonsproblemet.

I tillegg er tidsdimensjonen viktig. Det er estimater på langsiktige elasticiteter som i hovedsak er relevante for vår analyse, fordi vi ser på forbruksendringer på sikt. Forskjellen på langsiktige og kortsiktige elasticiteter er hvor lang tid en prisendring måles over, og hvor lang tid det antas at konsumenter og produsenter har på å tilpasse seg prisendringer. Både tilbudet og etterspørselen er forventet å være mer elastiske på sikt, fordi lengre tid til tilpasning gir flere alternativer i konsumet og produksjonen. For eksempel kan konsumenter på sikt bytte til elbil eller installere varmpumpe, og produsenter kan gjøre investeringer i leting og boring. På veldig lang sikt vil en kunne investere i infrastruktur som endrer etterspørsel eller tilbud.

I tillegg kommer et annet problem, nemlig at det er de langsiktige elastisitetene med utgangspunkt i nåtid (og fremtid) som er de riktige størrelsene for å analysere Breidablikk. Men de fremtidige effektene er ikke observerbare; den empiriske forskningen må nødvendigvis bruke historiske tall.

De fleste studiene i vår gjennomgang viser at tilbudet og etterspørselen er uelastisk også på lang sikt.<sup>9</sup> Likevel vil tilsynelatende små forskjeller i hvor uelastisk henholdsvis tilbudet og etterspørselen er ha relativt store implikasjoner for forbruksresponsen og derfor også for nettoutslippene fra Breidablikk. Ved sprikende estimater er det derfor viktig – men vanskelig – å vurdere hvilke estimater som er de «beste». Vi beskriver hvordan vi har valgt å håndtere dette i kapittel 4.1.1. Sprikende estimater gjør det også relevant å vurdere et spenn av mulige markedsresponsen og beregne hva nettoutslippene blir i ulike deler av spennet.

### 4.1.1 Om litteraturgjennomgangen

Vista Analyse (2023) kombinerte en egen litteraturgjennomgang med litteraturstudier fra forskningen og en metastudie, og gjorde på bakgrunn av dette en vurdering av hvilken tilbuds- og etterspørselastisitet som skulle legges til grunn for beregningene. Vi baserer oss i hovedsak på litteraturgjennomgangen gjort i Vista Analyse (2023), men gjør fire større endringer.

For det første angir vi et spenn for estimatene, for å ta hensyn til usikkerhet i et forskningsfelt der estimatene fra litteraturen spriker nokså mye. Vi baserer spennet på kvartiler av estimater fra forskningen, der det nedre anslaget er ved det første kvartil og det øvre anslaget er ved tredje kvartil<sup>10</sup>.

For det andre bruker vi en metode for å vurdere kvaliteten på hvert estimat fra forskningslitteraturender. Dette er også den største endringen sammenliknet med Vista Analyse (2023). Metoden går ut på å vekte estimatene fra litteraturen med en objektiv kvalitetsindikator som baserer seg på anerkjennelsen til tidsskriftet artikkelen er publisert i (IDEAS, 2024a). Slike kvalitetsindikatorer er i utbredt bruk i akademia, og en forskningsartikkel gis gjerne høy kredibilitet i fagmiljøet dersom den er publisert i et velrenommert tidsskrift. For eksempel får norske forskere flere publikasjonspoeng av å bli utgitt i såkalte nivå 2-tidsskrift, som også er gitt høye kvalitetsmarkører (UiO, 2023).

Vi presenterer gjennomgående både uvektede og vektete gjennomsnitt av litteraturgjennomgangene, slik at det blir tydelig hvilken vei vektingen trekker. Se appendiks A for en videre begrunnelse for kvalitetsvektingen, hvilken kvalitetsindikator som er brukt, og detaljer om anvendelsen.

For det tredje beskriver vi mer i detalj såkalt simultanestimerte modeller (som estimerer begge markedsparametere samtidig), hvordan disse skiller seg fra annen litteratur, og hvorfor det er viktig å inkludere begge estimater fra slike studier.

For det fjerde så baserer vi oss i større grad på estimater fra forskningslitteraturen for å estimere tilbuds- og etterspørselastisiteten. Det finnes færre estimater på tilbuds- og etterspørselastisitet i litteraturen, og i Vista Analyse (2023) brukte vi derfor en kombinasjon av estimater fra forskning og egne beregninger basert

<sup>9</sup> Uelastisk betyr at absoluttverdien på elastisiteten er mellom 0 og 1. Da vil en 1 prosent økning i pris føre til en mindre enn 1 prosent økning i tilbud/etterspørsel kvantum.

<sup>10</sup> Et kvartil beskriver fordelingen av data i et utvalg. 25 % av dataene vil ligge under det første kvartilet, mens 75 % av dataene ligger under tredje kvartil.



på IEAs prognoser. Som omtalt i Vista Analyse (2023) er det flere svakheter ved disse beregningene. Etter en ny gjennomgang av forskningen mener vi nå vi har tilstrekkelig antall datapunkter til at vi nå kan bruke samme metode for tilbudselasticiteten som for etterspørselelasticiteten. En stor fordel med det er at vi dermed kan bruke både tilbuds- og etterspørselelasticiteten fra samme studie når de simultanestimeres, noe som sikrer bedre konsistens.

Til sist har vi også gjort et søk etter nye artikler. De nye artiklene siden Vista Analyse (2023), og hvorfor de er tatt med, beskrives i appendiks B.

#### 4.1.2 Resultater av litteraturgjennomgangen

Tabell 4.1 oppsummerer våre funn fra litteraturgjennomgangen.

**Tabell 4.1** Forbruksrespons som andel av tilbudsskift for ulike estimater av langsiktige elasticiteter

	$\epsilon_E$	$\epsilon_T$	$\alpha$
Nedre ekstremverdi	-0,03	1,96	.
<b>Første kvartil</b>	<b>-0,15</b>	<b>0,95</b>	<b>0,139</b>
Uvektet gjennomsnitt	-0,25	0,71	0,257
<b>Kvalitetsvektet gjennomsnitt</b>	<b>-0,23</b>	<b>0,59</b>	<b>0,283</b>
Kvalitetsvektet gjennomsnitt av simultanstudier	-0,32	0,57	0,380
<b>Tredje kvartil</b>	<b>-0,37</b>	<b>0,40</b>	<b>0,478</b>
Øvre ekstremverdi	-0,63	0,25	.

Kilde: Vista Analyse

I Tabell 4.1 er kvalitetsvektet gjennomsnitt vårt foretrukne valg av elasticiteter.<sup>11</sup> Det vektete gjennomsnittet av estimater fra litteraturen ligger i nærheten av det uvektede snittet, men har en litt mindre elastisk etterspørsel og et mer elastisk tilbud, som samlet gir en noe høyere forbruksrespons enn i det uvektede alternativet. De nedre og øvre anslagene vi bruker for å gi beregningene et spenn er indikert som første og tredje kvartil i tabellen. I tillegg viser tabellen nedre og øvre ekstremverdi. Merk at ekstremverdiene representerer elasticiteter fra enkeltstudier, og vil være svært sensitive for disse enkeltstudienes estimater. Derfor bør de ikke brukes for å illustrere spennet som brukes som parametere i modellen. Til slutt har vi også vist et kvalitetsvektet snitt av elasticiteter som gis av studier som estimerer tilbuds- og etterspørselssiden simultant. En fordel med simultanestimerte studier er at disse gir tilbuds- og etterspørselelasticiteter som er internt konsistente, men det er ikke mange nok studier til at vi kan bruke disse alene. Estimatenes herfra inngår imidlertid i beregningene for de andre metodene. En fullstendig oversikt over all litteraturen som er brukt for å komme frem til spennet i Tabell 4.1 gis i appendiks B.

Tabell 4.2 viser hva tidligere studier som har analysert en tilsvarende, eller tilgrensende, problemstilling har kommet frem til.

<sup>11</sup> Vi forklarer vår metode for kvalitetsvekting i appendiks A.

Tabell 4.2 Forbruksrespons som andel av tilbudsskift fra lignende studier

	$\epsilon_E$	$\epsilon_T$	$\alpha$
Rystad Energy (2023)	-0,11	1,0	0,099
Vista Analyse (2023)	-0,26	0,71	0,268
<b>Denne rapporten</b>	<b>-0,23</b>	<b>0,59</b>	<b>0,283</b>
Prest (2020)	-0,20	0,40	0,333
Bureau of Land Management (2023)	-0,19	0,34	0,358
Fæhn et al. (2017)	-0,50	0,50	0,500

Kilde: Vista Analyse

Både Rystad Energys (2023) og Vista Analyses (2023) foretrukne valg av elastisiteter gir en mindre forbruksrespons enn vi finner i denne rapporten. Merk at Rystad Energy (2023) ligger godt under nedre del av vårt spenn for forbruksendring. De tre andre studiene vi kjenner til, Prest (2020), Bureau of Land Management (2023) og Fæhn et al. (2017), finner alle en større forbruksrespons enn det vi gjør her. Fæhn et al. (2017) ligger noe over den øvre delen av vårt spenn for forbruksendring.

## 4.2 Direkte produksjonsutslipp fra Breidablikk, og unngåtte produksjonsutslipp fra fortrent olje- og gassproduksjon

De direkte produksjonsutslippene fra Breidablikk er beskrevet i kapittel 2. For å beregne hvilke andre direkte produksjonsutslipp produksjonen fra Breidablikk fortrenger bruker vi for olje anslag på fremtidige utslipp fra oljeproduksjon fra IEA (2023a). Dette er en oppdatering Vista Analyse (2023) da den rapporten fra IEA ikke forelå på det publiseringstidspunktet. Rapporten fra IEA ser spesifikt på fremtidige produksjonsutslipp i NZE-scenarioet til IEA og oppgir ikke tall for de øvrige scenarioene til IEA. I våre øvrige beregninger bruker vi konsekvent tall fra IEAs APS-scenario. For å håndtere dette problemet har vi valgt å tidsforskyve fremtidige utslippsreduksjoner som IEA anslår med ti år, dvs. at vi antar at produksjonsutslippene først vil nå nivået IEA legger til grunn for 2030 i NZE-scenarioet i 2040. For produksjonsutslipp fra gassproduksjon samme kilder som i Vista Analyse (2023), men med en høyere tidsoppløsning. Det gir et noe høyere nivå på fortrente produksjonsutslipp for gass enn dersom IEAs tall ble anvendt også her. Ettersom Breidablikk produserer forholdsvis lite gass er dette av mindre betydning for totaltallene.

## 4.3 Substitusjon mellom energikilder på etterspørselssiden

For å beregne effekten av substitusjon mellom energikilder på etterspørselssiden bruker vi samme estimater på krysspriselastisiteter som i Vista Analyse (2023), som gjengis kort under. Det som er nytt i denne rapporten er at vi eksplisitt hensyntar at verdens energimiks forventes å endre seg de neste tiårene. Vi baserer energimiksen på prognosene i APS-scenarioet i den nyeste World Energy Outlook (IEA, 2023b), der vi har valgt 2030, 2040 og 2050 som analyseår.

Vi fordeler produksjonen inn i følgende intervaller, som korresponderer til disse analyseårene:

- 2030: Produksjon i årene 2022–2034.
- 2040: Produksjon i årene 2035–2044.

- 2050: Produksjon i årene 2045 og ut feltets levetid i 2060.

Sammen med forbruket av alternative energikilder anvender vi estimerte krysspriselasititeter for å beregne substitusjonseffekten. Serletis et al. (2010a, 2010b, 2011) estimerer krysspriselasititetene mellom olje: gass, kull og elektrisitet, og mellom gass: olje, kull og elektrisitet. Våre kilder gir oss her krysspriselasititeter for 15 land, som utgjør en del meste av verdens oljeettterspørsel.

Krysspriselasititetene gir oss andelen av forbruket for energikildene som blir substituert vekk fra, energimiksen gir oss tallene for mengden denne andelen representerer. For å beregne utslippseffektene av substitusjonen baserer vi oss på utslippintensiteten til varene som blir fortrenget: kull, olje, gass og elektrisitet. Utslippintensiteten til elektrisitet beregner vi forskjellig for hver periode basert på data fra IEA (2023b).

## 5 Resultater

I dette kapitlet presenterer vi resultatene av analysen. Selv om nettoutslipp kan sees på som en mer komplett analyse av klimaeffekten av et felt, der også markedseffekter er med, er det samtidig mye usikkerhet, da resultatet avhenger av forutsetningene som legges til grunn.

Den viktigste forutsetningen gjelder forventet fortrenging av annen produksjon, gjennom markedsresponsen i olje- og gassmarkedene. Vi forutsetter også at fortrengt produksjon forblir fortrengt på permanent basis, og at den ikke kun utsettes. Andre viktige forutsetninger er graden av substitusjon i markeder for andre energivarer og utslippsintensiteten i fortrengt produksjon. Til slutt avhenger resultatene også av forventninger om produksjonen fra Breidablikk, og hva produksjonsutslippene er i disse tilfellene.

Tallene for produksjonsvolum og direkte produksjonsutslipp i de tre ulike casene vi analyserer er beskrevet i kapittel 2. Tabell 5.1 gir en kort oppsummering av hvilke prognoser som er lagt til grunn i hvert case.

Tabell 5.1 Oversikt over de ulike casene

Case	Produksjon (Mill. Sm <sup>3</sup> o.e.)	Produksjonsutslipp (Mill. tonn CO <sub>2e</sub> )	Produksjonsstopp og ressurser	Elektrifisering
1	37,298	0,240	2060 (RK1-5)	Ja
2	37,303	1,238	2060 (RK1-5)	Nei
3	31,236	0,167	2044 (RK1-3)	Nei

Kilde: Vista Analyse

I kapittel 5.1 beskriver vi resultatene grundig for referansecaset. Deretter, i kapittel 5.2 beskriver vi resultatene fra de øvrige casene på et overordnet nivå, og sammenlikner casene. I kapittel 5.3 foretar vi en sensitivitetsanalyse på referansecaset, der vi antar at en andel av produksjonen ikke går til forbrenning. Vi avslutter dette kapitlet med å drøfte andre faktorer som kan påvirke netto forbrenningsutslipp en de som er inkludert i denne analysen, i kapittel 5.4.

Detaljerte resultater for alle case gis i appendiks C, inkludert hva resultatene hadde blitt med forutsetninger og parametere fra Vista Analyse (2023) og Rystad Energy (2023). Detaljerte figurer for hvert case gis i appendiks D.

### 5.1 Netto forbrenningsutslipp fra Breidablikk i referansecaset

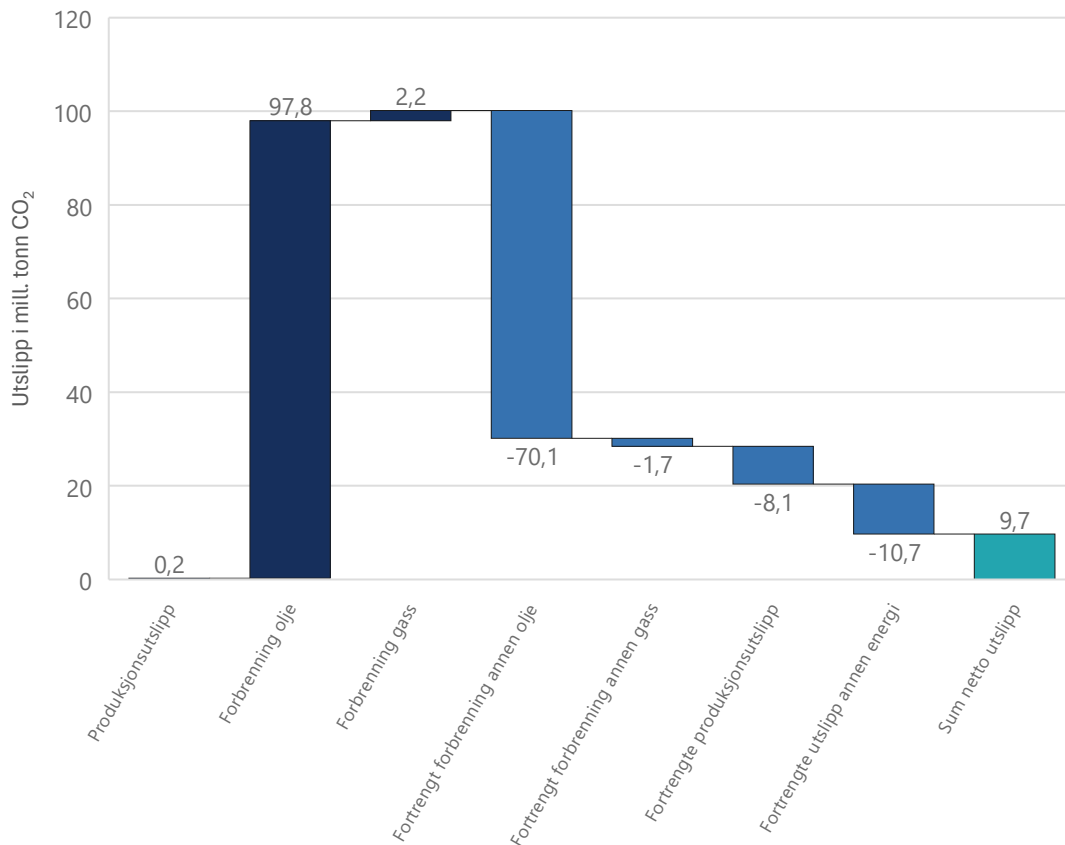
Vårt hovedresultat er at utvinning av olje og gass fra Breidablikk medfører totale netto forbrenningsutslipp på 9,7 millioner tonn CO<sub>2e</sub> i referansecaset. Dette litt i underkant av ti prosent av brutto forbrenningsutslipp fra feltet, som totalt er på 100,2 millioner tonn CO<sub>2e</sub> i referansecaset.

I hovedresultatet er det brukt vårt foretrukne valg av tilbuds- og etterspørselastisiteter fra literaturgjennomgangen, som igjen bestemmer størrelsen på markedsresponsen eller fortrengningseffekten. Dersom vi legger til grunn det vi anser som en høy markedsrespons, vil totale netto

forbrenningsutslipp være 30,4 millioner tonn CO<sub>2</sub>e, mens en lav markedsrespons vil gi negative netto forbrenningsutslipp, på minus 3,4 millioner tonn CO<sub>2</sub>e.<sup>12</sup>

Figur 5.1 illustrerer bidraget fra hvert element i beregningen av netto forbrenningsutslipp fra Breidablikk, for referansecaset.

**Figur 5.1 Referansecaset (case 1): Hvert elements bidrag i beregningen av netto forbrenningsutslipp.**



Kilde: Vista Analyse

De mørkeblå stolpene til venstre i figuren utgjør til sammen det som kalles *brutto* forbrenningsutslipp. Den turkise stolpen til høyre i figuren angir totale *netto* forbrenningsutslipp. De lysere blå stolpene er markedseffekter, som viser ulike former for fortrengte utslipp andre steder, og som utgjør forskjellen på brutto og netto forbrenningsutslipp.

Den viktigste faktoren i beregningen av utslippene er sluttbrukers forbrenning av olje og gass fra Breidablikk. Dette utgjør 97,8 millioner tonn CO<sub>2</sub>e fra sluttbrukers forbrenning av olje og 2,2 millioner tonn CO<sub>2</sub>e fra forbrenning av gass. Produksjonsutslippene fra feltet (scope 1 og 2) utgjør til sammenligning kun en svært liten del, på omtrent 0,2 millioner tonn CO<sub>2</sub>e.<sup>13</sup>

<sup>12</sup> Vi har tallfestet høy og lav markedsrespons ved å bruke 1. og 3. kvartil fra litteraturen på tilbuds- og etterspørselselastisiteter. Vårt foretrukne valg av elastisiteter er basert på et kvalitetsvektet gjennomsnitt av litteraturen. Se kapittel 4.1.

<sup>13</sup> Alle case har relativt lave produksjonsutslipp sammenliknet med utslippene ved sluttbrukers forbrenning.

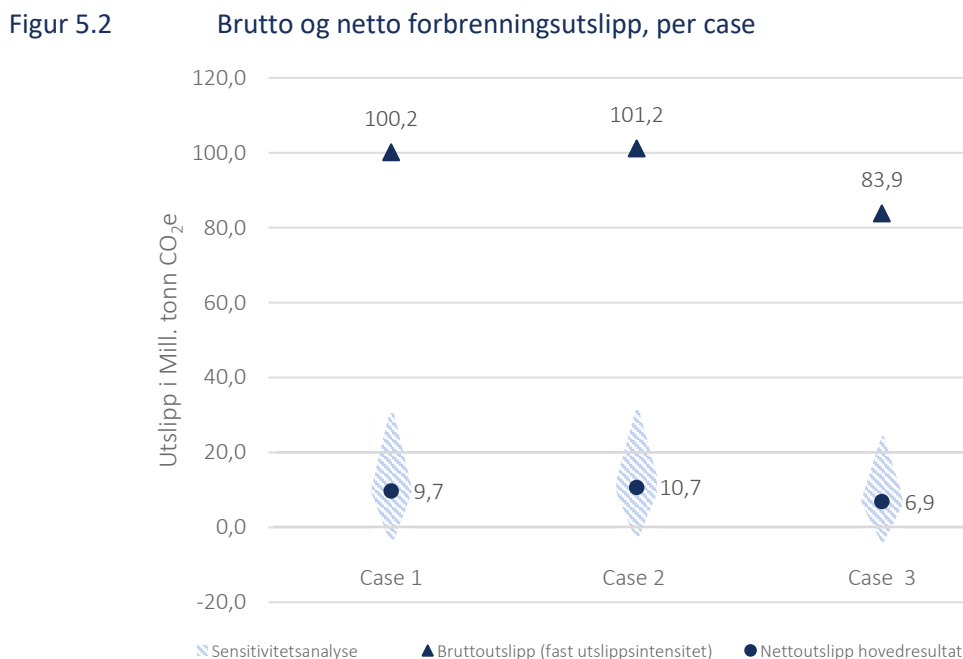
Den største fortrenningseffekten skjer gjennom at produksjonen fra Breidablikk utkonkurrerer noe annen produksjon i resten av verden, som dermed heller ikke forbrennes i sluttbruk. Denne effekten utgjør 70,1 millioner tonn CO<sub>2</sub>e for olje og 1,7 millioner tonn CO<sub>2</sub>e for gass.

I tillegg kommer fortrenge produksjonsutslipp fra den olje- og gassproduksjonen som utkonkurreres. Denne effekten utgjør 8,1 millioner tonn CO<sub>2</sub>e. Forskjellen i Breidablikks produksjonsutslipp og de fortrenge produksjonsutslippene er omtrent 7,9 millioner tonn CO<sub>2</sub>e.

Prisreduksjonen på olje og gass, som følger av det økte tilbudet fra Breidablikk, påvirker også bruken av andre energikilder, slik som kull. Denne effekten medfører fortrenge utslipp på omtrent 10,7 millioner tonn CO<sub>2</sub>e, i dette caset.

## 5.2 Netto forbrenningsutslipp fra Breidablikk i alle case

Figur 5.2 gir en oversikt over forskjellen på brutto og netto forbrenningsutslipp for hvert case i analysen.



Kilde: Vista Analyse

I alle casene er totale netto forbrenningsutslipp fra Breidablikk større enn null, når vi legger til grunn vårt hovedanslag på tilbuds- og etterspørselastisiteter i markedene. Disse hovedresultatene per case er indikert med mørkeblå sirkler i figuren. Det betyr at produksjonen fra Breidablikk medfører økt netto forbrenning av olje og gass i verden, også når man tar hensyn til annen fortrenge produksjon, forskjeller i produksjonsutslipp og substitusjon mot andre energikilder.

Den viktigste faktoren i forskjellen mellom brutto og netto forbrenningsutslipp fra Breidablikk er fortrenningseffekten i olje- og gassmarkedene, som avhenger av elastisitetene i markedene.<sup>14</sup> Det er imidlertid vanskelig å avgjøre presist hvilke estimer fra litteraturen som best estimerer

<sup>14</sup> «Høy markedsrespons» kan leses som «lav fortrenningseffekt» og «lav markedsrespons» kan leses som «høy fortrenningseffekt».

disse. Derfor indikerer vi en usikkerhet i beregningene ved å vise et spenn av nettoutslipp, for hvert case. Dette spennet, som er basert på det vi mener er øvre og nedre troverdige estimater fra elastisitetlitteraturen, er illustrert av de skraverte feltene på figuren.<sup>15</sup>

Den store betydningen av markedsrespons, og spennet i denne, gjør at det sannsynlige utfallsrommet på nettoutslippene er større innad i hvert case, for ulik markedsrespons, enn de er på tvers av casene, for samme markedsrespons. Høyeste netto forbrenningsutslipp finner vi i case 2, med 10,7 millioner tonn CO<sub>2</sub>e, mens de laveste nettoutslippene er i case 3, med 6,9 millioner tonn CO<sub>2</sub>e. Dette er en forskjell på 3,8 millioner tonn CO<sub>2</sub>e. Til sammenlikning utgjør spennet mellom høy og lav markedsrespons en forskjell i utslipp på 33,8 millioner tonn CO<sub>2</sub>e.

Detaljerte resultater for alle case gis i appendiks C, og detaljerte figurer for hvert case gis i appendiks D.

### 5.3 Sensitivitetsanalyse: Fallende andel til forbrenning

Til nå har vi lagt til grunn at all produksjon fra feltet går til forbrenning. Dersom vi antar at andelen som går til forbrenning er fallende i feltets levealder, gir det netto forbrenningsutslipp som indikert i Tabell 5.2<sup>16</sup>.

**Tabell 5.2** Sensitivitetsanalyse: Netto forbrenningsutslipp fra Breidablikk, gitt fallende forbrenningsandel i feltets levetid (mill. tonn CO<sub>2</sub>e)

	100 % forbrenningsandel	Fallende forbrenningsandel
Case 1	9,7	6,9
Case 2	10,7	7,9
Case 3	6,9	5,5

Kilde: Vista Analyse

For å utarbeide sensitivitetsanalysen om fallende forbrenningsandel har vi benyttet tall fra IEA (2023b) og beregnet fremtidig utslippsintensitet for verdens oljeforbruk ut ifra disse tallene.

Dette er et anslag med stor usikkerhet, som må brukes først og fremst som illustrasjon.

Hvor stor andel av olje og gass som selges, forbrennes, og bidrar til økt konsentrasjon av klimagasser i atmosfæren er krevende å anslå. For noen anvendelser, som bruk av olje og gass til transport, oppvarming eller energiproduksjon, er forbrenningsandelen nær 100 prosent og skjer umiddelbart ved forbruk. For andre anvendelser, som petrokjemi eller produksjon av asfalt, vil andelen som forbrennes umiddelbart være vesentlig lavere.

Over tid kan andelen av CO<sub>2</sub>-innholdet som havner i atmosfæren likevel gradvis bli høyere.

For eksempel kan plast etter hvert havne i forbrenningsanlegg eller deponier der de bidrar til utslipp av klimagasser. Det kan også havne i naturen, som ikke hensyntas i en analyse av CO<sub>2</sub>-utslipp. Fordi andelen olje som går til petrokjemi er forventet å øke, mens andelen som går til

<sup>15</sup> De skraverte feltene er tynnere i endene for å illustrere at vi mener det er mindre sannsynlig at den reelle nettoeffekten er i enden av spennet, enn i området rundt vårt hovedanslag. Se kapittel 4.1 for en forklaring av hvordan grensene for «høy» og «lav» markedsrespons er bestemt.

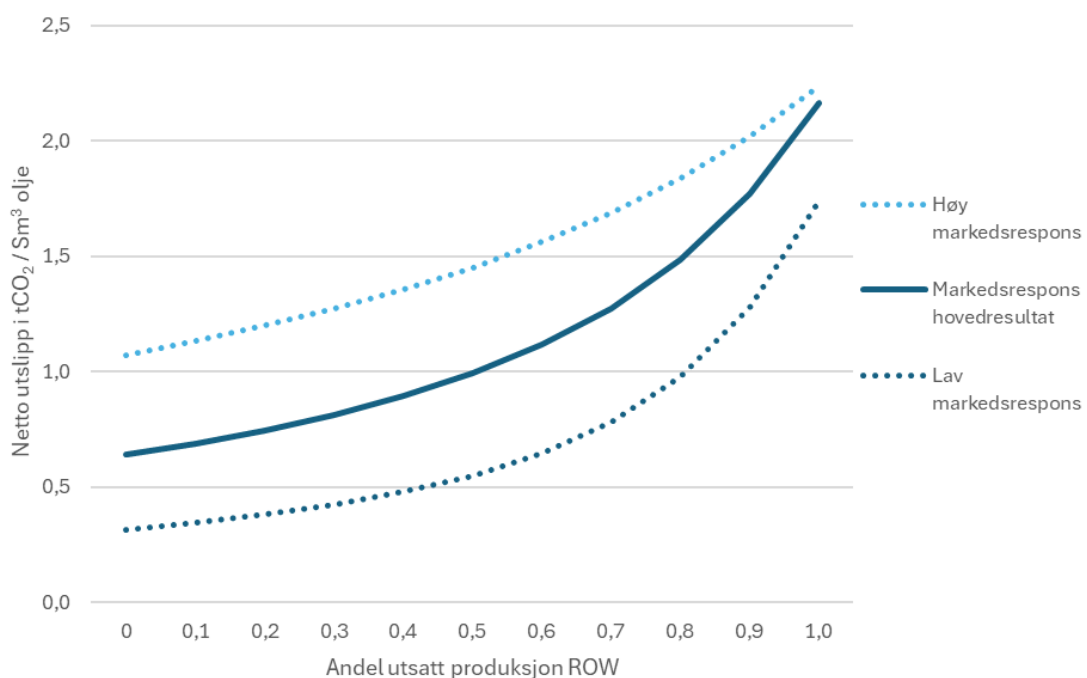
<sup>16</sup> Denne sensitivitetsanalysen er kun gjort for det midlere alternativet for markedsrespons. Lavere markedsrespons vil redusere nettoutslippene; høyere markedsrespons vil øke nettoutslippene.

blant annet transport er forventet å synke, så gir IEAs tall en synkende utslippsintensitet ved forbruk av olje. Det tar imidlertid ikke fullt ut høyde for forsinkede utslipp senere i verdikjeden.

## 5.4 Andre effekter

Så langt i analysen har vi ikke eksplisitt tatt hensyn til at produksjonen som fortregnes kan komme tilbake senere, for eksempel grunnet strategisk adferd i olje- og gassmarkedene (Hoel, 2014). Vista Analyse (2023) drøftet denne effekten kvalitativt. Her utvider vi analysen noe ved å kvantifisere implikasjonene av utsatt produksjon, for ulike andeler av utsatt produksjon. Figur 5.3 illustrerer denne effekten.

**Figur 5.3** Illustrasjon av effekten av utsatt produksjon på nettoutslipp, per tonn Sm<sup>3</sup>



Kilde: Vista Analyse

I hovedanalysen legges det til grunn at all annen produksjon permanent fortregnes. Dersom andelen som utsettes øker, vil det også øke nettoutslipp per Sm<sup>3</sup>. Jo større andel som kun utsettes, desto større er nettoutslippene.

For å få et fullgodt svar på i hvor stor grad fortregnt oljeproduksjon kun utsettes, må man modellere oljemarkedets utvikling fra i dag frem til slutten av oljealderen, med en høy grad av kompleksitet på markedsaktørers adferd på tilbudssiden. En slik analyse vil være svært krevende å gjennomføre og være heftet med stor usikkerhet, som beskrevet i Vista Analyse (2023). Derfor har vi i denne analysen ikke gjort et forsøk på å tallfeste hvilken andel som faktisk utsettes, annet enn å anta at all produksjon fortregnes permanent.

I tillegg til dette, kan økt norsk oljeproduksjon medføre andre effekter som heller ikke er direkte hensyntatt i vår analyse. Eksempler på slike effekter er innlåsnings effekter og stivhengighet, det grønne paradokset og politiske signaleffekter. For en grundigere drøfting av slike effekter, se Vista Analyse (2023).



# Referanser

- Ahlvik, L., Andersen, J. J., Hamang, J. H., & Harding, T. (2022). Quantifying supply-side climate policies. CAMP Working Paper Series.
- Altinay, G. (2007). Short-run and long-run elasticities of import demand for crude oil in Turkey. *Energy Policy*, ss. 5829-5835.
- Anderson, S. T., Kellogg, R., & Salant, S. W. (2018). Hotelling under Pressure. *Journal of Political Economy*, ss. 984-1026.
- Askari, H., & Krichene, N. (2010). An oil demand and supply model incorporating monetary policy. *Energy*.
- Balke, N. S., & Brown, S. P. (2018). Oil supply shocks and the U.S. economy: An estimated DSGE model. *Energy Policy*, ss. 357-372. doi:<https://doi.org/10.1016/j.enpol.2018.02.027>
- Balke, N.S., Jin, X. and Yücel, M., 2024. The shale revolution and the dynamics of the oil market. *The Economic Journal*, ss. 2252–2289 doi:<https://doi.org/10.1093/ej/ueae013>Bornstein et al. (2023)
- Behmiri, N. B., & Manso, J. R. (2012). Crude oil conservation policy hypothesis in OECD (organisation for economic cooperation and development) countries: A multivariate panel Granger causality test). *Energy*, ss. 253-260. doi:<https://doi.org/10.1016/j.energy.2012.04.032>
- Bornstein, G., Krusell, P., & Rebelo, S. (2023). A World Equilibrium Model of the Oil Market. *The Review of Economic Studies*, ss. 132-164. doi:<https://doi.org/10.1093/restud/rdac019>
- Brown, J. P., Maniloff, P., & Manning, D. T. (2020). Spatially variable taxation and resource extraction: The impact of state oil taxes on drilling in the US. *Journal of Environmental Economics and Management*. doi:10.1016/j.jeem.2020.102354
- Bureau of Land Management (2023). Willow Master Development Plan - Supplemental Environmental Impact Statement, Volume 11: Appendices E.1 to E.7. U.S. Department of the Interior.
- Dahl, C., & Roman, C. (2004). Energy Demand Elasticities - Fact or Fiction: A Survey Update. vol 80401 Colorado School of Mines, Division of Economics and Business.
- Dash, D. P., Sethi, N., & Bal, D. P. (2018). Is the demand for crude oil inelastic for India? Evidence from structural VAR analysis. *Energy Policy*, ss. 552-558. doi:<https://doi.org/10.1016/j.enpol.2018.04.001>.
- De Schryder, S., & Peersman, G. (2015). The U.S. Dollar Exchange Rate and the Demand for Oil. *The Energy Journal*, ss. 263–285. Hentet fra <http://www.jstor.org/stable/24696011>
- Eleyan, M., Çatık, A. N., Balcılar, M., & Ballı, E. (2021). Are long-run income and price elasticities of oil demand time-varying? New evidence from BRICS countries. *Energy*. doi:<https://doi.org/10.1016/j.energy.2021.120710>.

- Energidepartementet (2024). Høring – endringsforslag til veileder for PUD/PAD. Hentet fra: <https://www.regjeringen.no/no/dokumenter/horing-endringsforslag-til-veileder-for-pud-pad/id3036807/>
- Fawcett, N., & Price, S. (2012, Mars). World Oil Demand in the short and long run: a cross-country panel analysis. Presentasjon for Norges Bank. Hentet fra <https://www.norges-bank.no/globalassets/upload/konferanser/2012-03-22/price.pdf>
- Fournier, J.-M., Koske, I., Wanner, I., & Zipperer, V. (2013). The Price of Oil – Will it Start Rising Again? OECD Economics Department Working Papers. doi:<http://dx.doi.org/10.1787/5k49q186vxn-p-en>
- Fæhn, T., Hagem, C., Lindholt, L., Mæland, S., & Rosendahl, K. E. (2017). Climate Policies in a Fossil Fuel Producing Country: Demand versus Supply Side Policies. *The Energy Journal*(1). doi:<https://doi.org/10.5547/01956574.38.1.tfae>
- Gately, D., & Huntington, H. (2002). The Asymmetric Effects of Changes in Price and Income on Energy and Oil Demand. *The Energy Journal*, ss. 19-56. doi:10.2307/41322942
- Ghosh, S. (2009). Import demand of crude oil and economic growth: Evidence from India. *Energy Policy*, ss. 699-702.
- Golombek, R., Irarrazabal, A. A., & Ma, L. (2018). OPEC's market power: An empirical dominant firm model for the oil market. *Energy Economics*, ss. 98-115. doi:<https://doi.org/10.1016/j.eneco.2017.11.009>
- Greenhouse Gas Protocol (2013). Technical Guidance for Calculating Scope 3 Emissions (version 1.0), Chapter 11. Hentet fra: <https://ghgprotocol.org/sites/default/files/2022-12/Chapter11.pdf>
- Hoel, M. (2014). Supply Side Climate Policy and the Green Paradox. I K. Pittel, R. van der Ploegand, & C. Withagen, *Climate Policy and Nonrenewable Resources. The Green Paradox and Beyond*. MIT Press.
- Huntington, H. G., Barrios, J. J., & Arora, V. (2019). Review of key international demand elasticities for major industrializing economies. *Energy Policy*. doi:<https://doi.org/10.1016/j.enpol.2019.110878>
- IDEAS (2024a). IDEAS/RePEc Aggregate Rankings for Journals. Hentet fra: <https://ideas.repec.org/top/top.journals.all.html>
- IDEAS (2024b). What is IDEAS? Hentet fra: <https://ideas.repec.org/>
- IEA (2023a). Emissions from Oil and Gas Operations in Net Zero Transitions: A World Energy Outlook Special Report on the Oil and Gas Industry and COP28. International Energy Agency.
- IEA (2023b). World Energy Outlook 2023. International Energy Agency.
- IPCC (2022). Annex II: Definitions, Units and Conventions Al Khourdajie, A., R. van Diemen, W.F. Lamb, M. Pathak, A. Reisinger, S. de la Rue du Can, J. Skea, R. Slade, S. Some, L. Steg (eds)]. In IPCC, 2022: Climate Change 2022: Mitigation of Climate Change. Contribution of Working Group III to the Sixth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change

- [P.R. Shukla, J. Skea, R. Slade, A. Al Khourdajie, R. van Diemen, D. McCollum, M. Pathak, S. Some, P. Vyas, R. Fradera, M. Belkacemi, A. Hasija, G. Lisboa, S. Luz, J. Malley, (eds.)]. Cambridge University Press, Cambridge, UK and New York, NY, USA. doi: 10.1017/9781009157926.021.
- Javan, A., & Zahran, N. (2015). Dynamic panel data approaches for estimating oil demand elasticity. *OPEC Energy Review*, s. 53-76.
- Krichene, N. (2005). A Simultaneous Equations Model for World Crude Oil and Natural Gas Markets. IMF Working Papers
- Mohn, K., & Osmundsen, P. (2008). Exploration economics in a regulated petroleum province: the case of the norwegian continental shelf. *Energy Economics*, ss. 303-320.
- Prest, B. C. (2020). Supply-Side Reforms to Oil and Gas Production on Federal Lands. Resources for the Future, Working Paper 20-16.
- Rao, N. L. (2018). Taxes and US Oil Production: Evidence from California and the Windfall Profit Tax. *American Economic Journal: Economic Policy*, ss. 268-301. doi:10.1257/pol.20140483
- Ringlund, G. B., Rosendahl, K. E., & Skjerpen, T. (2008). Does oilrig activity react to oil price changes? An empirical investigation. *Energy Economics*, ss. 371-396. doi: <https://doi.org/10.1016/j.eneco.2007.06.002>
- Rystad Energy. (2023). Netto klimagassutslipp klimagassutslipp fra økt oljefra økt olje- og gassproduksjon på norsk sokkel. Hentet fra [https://www.regjeringen.no/contentassets/f5fc522f50674c1f9e0b5db47c264dbe/netto-klimagassutslipp-fra-okt-olje-og-gassproduksjon-pa-norsk-sokkel\\_hovedrapport.pdf](https://www.regjeringen.no/contentassets/f5fc522f50674c1f9e0b5db47c264dbe/netto-klimagassutslipp-fra-okt-olje-og-gassproduksjon-pa-norsk-sokkel_hovedrapport.pdf)
- Serletis, A., Timinsila, G. R., & Vasetsky, O. (2010a). International Evidence on Sectoral Interfuel Substitution. *The Energy Journal*, ss. 1-29.
- Serletis, A., Timilsina, G. R., & Vasetsky, O. (2010b). Interfuel substitution in the United States. *Energy Economics*, ss. 737-743. doi: <https://doi.org/10.1016/j.eneco.2010.01.013>
- Serletis, A., Timilsina, G., & Vasetsky, O. (2011). International evidence on aggregate short-run and long-run interfuel substitution. *Energy Economics*, ss. 209-216. doi: <https://doi.org/10.1016/j.eneco.2010.05.013>
- SSB (2021). Emission factors used in the estimations of emissions from combustion. Hentet fra: [https://www.ssb.no/\\_attachment/404602/](https://www.ssb.no/_attachment/404602/)
- Toews, G., & Naumov, A. (2015). The Relationship Between Oil Price and Costs in the Oil Industry. *The Energy Journal*. Hentet fra: <https://www.jstor.org/stable/26606219>
- Tsirimokos, C., & Maroulis, G. (2016). Price and Income Elasticities of Demand for Crude Oil. A study of thirteen OECD and Non-OECD Countries. *Bulletin of Political Economy*, ss. 161-180
- UiO (2023). Publikasjonskanaler, nivåer og poeng. Hentet fra: <https://www.uio.no/for-ansatte/arbeidsstotte/forskningsstotte/publisering/etter-publisering/cristin/kanaler-nivaer/> (Hentet 17. september 2024)

- Uría-Martínez, R., Leiby, P. N., Oladosu, G., Bowman, D. C., & Johnson, M. M. (2018). Using Meta-Analysis to Estimate World Crude Oil Demand Elasticity. Oak Ridge National Laboratory.
- Vista Analyse (2023). Norsk olje, globale utslipp – Netto forbrenningsutslipp av økt norsk petroleumsproduksjon. Rapport 2023/4. Av Haakon Riekeles.
- Xiong, J., & Wu, P. (2008). An Analysis of Forecasting Model of Crude Oil Demand Based on Cointegration and Vector Error Correction Model (VEC). International Seminar on Business and Information Management (ISBIM '08), ss. 485-488.
- Aastveit, K. A., Bjørnland, H. C., & Gundersen, T. S. (2021, September). The Price Responsiveness of Shale Producers: Evidence From Micro Data\*. CAMP Working Paper Series.

# Appendiks

# A Om kvalitetsvekting

I denne rapporten bruker vi en metode for å vurdere kvaliteten på hvert estimat fra forskningslitteraturen. Metoden går ut på å vekte estimatene fra litteraturen med en objektiv kvalitetsindikator som baserer seg på anerkjennelsen til tidsskriftet artikkelen er publisert i.

En innvending er hvorfor vi har valgt å vekte estimatene, og om dette ikke kan innføre mer eller mindre arbitrære vurderinger som kan dytte estimatene den ene eller andre veien. Tilsvaret til innvendingen er at man ved å bruke enkle uvektede gjennomsnitt av estimater *også* gjør en arbitrær vurdering av estimater fra litteraturen, uten at det nødvendigvis er en bedre metode for å sammenstille estimater. Grunnen er at ved å bruke enkle gjennomsnitt bestemmer man seg *implisitt* for at estimater fra verdens mest velrennomerte tidsskrifter fra toppuniversiteter skal ha nøyaktig like store betydning som betraktelig mindre anerkjente eller små tidsskrift. Vi synes ikke det er en god fremgangsmåte, og i valget mellom de to metodene mener vi at det er rimelig å gi større vekt til estimater fra anerkjente tidsskrift.

IDEAS/RePEc er en åpen database som foretar en objektiv rangering av økonomiske tidsskrift. De har indeksert over 4,7 millioner forskningspublikasjoner i sin database, og rangerer over 3200 økonomiske forskningstidsskrifter (IDEAS, 2024b). Det finnes flere rangeringsmetoder å bruke, der «impact factor» og «h-index» er to velkjente.

Vi bruker IDEAS/RePEc egne aggregerte rangeringsscore, der mange slike metoder er kombinert, og der en lavere score betyr at tidsskriftet er høyere rangert og mer anerkjent (IDEAS, 2024a). Vektene vi bruker er den inverse av rangeringen, slik at bedre rangerte tidsskrift får større tyngde. Deretter er vektene normalisert for å summere til 1.

Samme kilde foretar også en rangering av ikke-fagfelleverderte forskningspublikasjoner, eller såkalte working papers. Selv om noen working papers kan være av høyere forskningskvalitet enn enkelte fagfelleverderte artikler, særlig hvis de publiseres av anerkjente institusjoner, og/eller er ferske og publiseres senere, så er working papers lavere rangert. Vi har valgt å inkludere working papers som om de var i et tidsskrift rangert på den 20. persentilen i utvalget av fagfelleverdert litteratur de sammenliknes mot.

Det er også vanlig å bruke antall siteringer som kvalitetsindikator. Vi mener at det er noen svakheter med å bruke denne metoden her. Flere av artiklene innenfor begge typer har ikke som hovedformål å estimere elastisiteter. Disse inngår noen ganger som et steg på veien for å besvare andre spørsmål, slik som virkningen av sjokk i oljemarkedet på økonomien, OPECs posisjon, pengepolitikk og andre mer eller mindre tilgrensende spørsmål. Når en artikkel siteres av andre forskere vet vi derfor ikke om den er sitert på grunn av et grundig arbeid med å estimere elastisiteten(e), eller om den er sitert av helt andre årsaker. I tillegg vil antall siteringer naturlig øke med tiden, for eldre artikler. Dette kan korrigeres med ulike metoder, men ofte vil forskjellen mellom artikler være på om de har to eller tre siteringer per år, som ville gitt en tilsynelatende stor kvalitetsforskjell på 50 prosent basert på en forskjell på én årlig sitering. Av disse grunnene bruker vi ikke denne metoden for å vekte estimatene.

# B Litteraturoversikt

## B.1 Estimerer på etterspørsels- og tilbudselastisiteter i markedet for råolje

Tabell B.1 Estimerer på etterspørselastisiteten i markedet for råolje

Kilde <sup>1</sup>	Type studie, region	$\epsilon_E$
Altinay (2007)	ARDL, Tyrkia	-0,18
Askari & Krichence (2010)	Strukturell modell, verden	-0,03
Balke & Brown (2018)	Simultan modell, verden	-0,51
Balke et al. (2024)	Simultan modell, verden	-0,17
Behmiri & Manso (2012)	Panelanalyse, OECD	-0,05
Bornstein et al. (2023)	Simultan modell, verden	-0,17
Cooper (2003)	Multipel regresjon, 23 land	-0,21
Dahl & Roman (2004)	Litteraturstudie, OECD	-0,43
Dash et al. (2018)	Strukturell VAR, India	-0,43
De Schryder & Peersman (2015)	Panelanalyse, verden	-0,14
Eleyan et al. (2021)	Kointegrasjon, BRICS-landene	-0,16
Fawcett & Price (2012)	Panelanalyse, 53 land	-0,11
Fournier et al. (2013)	Simultan modell, verden	-0,17
Gatley & Huntington (2002)	Panelanalyse, 96 land	-0,39
Ghosh (2009)	ARDL, India	-0,63
Golombek et al. (2018)	Simultan modell, verden	-0,35
Huntington et al. (2019)	Litt.studie, 5 fremvoksende land	-0,15
Javan & Zahran (2015)	Panelanalyse, 25 land	-0,17
Krichene (2005)	Simultan modell, verden	-0,26
Tsirimokos & Maroulis (2016)	Panelanalyse, 13 land	-0,09
Uría-Martinez et al. (2018)	Metaanalyse, verden	-0,26
Xiong & Wu (2008)	Feilkorreksjonsmodell, Kina	-0,37
<b>1. kvartil</b>		<b>-0,15</b>
<b>Uvektet gjennomsnitt</b>		<b>-0,25</b>
<b>Kvalitetsvektet gjennomsnitt<sup>2</sup></b>		<b>-0,23</b>
<b>3. kvartil</b>		<b>-0,37</b>

1: Noen av artiklene inneholder flere scenarier eller metoder. I så fall brukes gjennomsnittet per artikkel, før gjennomsnittet av artiklene regnes ut.

2: Vektene er den inverse av IDEAS-rangeringen, slik at bedre rangerte tidsskrift får større tyngde. Deretter er vektene normalisert for å summere til 1. Ikke-fagfelleverderte publikasjoner har fått vekt tilsvarende en rangering som den 20. persentilen for utvalget.

Kilde: Vista Analyse

Vista Analyse (2023) baserte sitt foretrukne etterspørselsestimat på en tredelt metode: en egen litteraturgjennomgang, to tidligere litteraturstudier av forskningen (Huntington et al. (2019), Dahl & Roman

(2004)) og en metastudie av forskningen (Uria-Martinez et al., 2018). De tre metodene ga alle omtrent samme estimer på elastisiteten, og til slutt falt valget på å bruke funnet i metastudien fra Uria-Martinez et al. (2018). Alle disse artiklene er inkludert i Tabell B.1. De nye artiklene er Balke et al. (2024) og Bornstein et al. (2023). Begge artikler modellerer verdensøkonomien, er publisert i særlig velrenomerte tidsskrifter, og estimerer både tilbuds- og etterspørselastisiteter simultant. Se neste delkapittel i dette appendikset for en beskrivelse av slike modeller.

**Tabell B.2** Estimer på tilbudselastisiteten i markedet for råolje

Kilde <sup>1</sup>	Land	Type elastisitet	$\epsilon_T$
Ahlvik et al. (2022)	Verden	Leting	1,96
Anderson et al. (2018)	USA	Boring	0,73
Balke & Brown (2018)	Resten-av-verden-elastisiteter, sett fra USA	Langsiktig	0,55
Balke et al. (2024)	Verden	Fem til ti år. Snitt av lite og mye skifer	0,40
Bornstein et al. (2023)	Verden	Tilbudssjokk, ikke-OPEC-produsenter	0,28
Brown et al. (2020)	USA	Leting	0,53
Golombek et al. (2018)	Verden	OPEC som dominant aktør	0,90
Krichene (2005)	Verden	Langsiktig	0,25
Mohn & Omundsen (2008)	Norge	Leting	0,41
Newell & Prest (2019)	USA skiferolje	Utvikling av felt/boring	1,15
Rao (2018)	USA	Produksjon og boring	0,33
Ringlund et al. (2008)	Ni ulike regioner og gj.snitt for ikke-OPEC	Langsiktig boreaktivitet	0,99
Rystad Energy (2023)			1,00
Toews & Naumov (2016)	Verden	Boring	0,40
Vista Analyse (2023)			0,71
Aaastveit et al. (2021)	USA skiferolje	Boring	0,78
<b>1. kvartil</b>			<b>0,95</b>
<b>Uvektet gjennomsnitt</b>			<b>0,71</b>
<b>Vektet gjennomsnitt<sup>2</sup></b>			<b>0,59</b>
<b>3. kvartil</b>			<b>0,40</b>

1: Noen av artiklene inneholder flere scenarier eller metoder. I så fall brukes gjennomsnittet per artikkel, før gjennomsnittet av artiklene regnes ut.

2: Vektene er den inverse av IDEAS-rangeringen, slik at bedre rangerte tidsskrift får større tyngde. Deretter er vektene normalisert for å summere til 1. Ikke-fagfelleverderte publikasjoner har fått vekt tilsvarende en rangering som utgjør den 20. persentilen for utvalget.

Kilde: Vista Analyse

Tabell B.2 gir en oversikt over litteraturen vi har brukt for å finne estimer på tilbudselastisiteter i markedet for råolje. Litteraturen på langsiktige tilbudselastisiteter er ikke like omfattende som den på etterspørselastiteter, og spennet i estimer er større enn for etterspørselssiden. Vi baserer oss hovedsakelig på litteraturgjennomgangen gjort av Vista Analyse (2023), og viser til denne rapporten for en



drøfting av blant annet ulike måter å finne tilbudselasticiteter på, hva som utgjør langsiktige elasticiteter, det store spennet i estimater, og omtale av enkeltartikler.

I tillegg har vi inkludert noen flere artikler enn brukt i Vista Analyse (2023). For det første har vi tatt med tilbudselasticitetene fra Krichene (2005), Golombek et al. (2018) og Balke & Brown (2018). Disse simultanestimerer elasticitetene i markedet som helhet, men tidligere ble kun etterspørselstelasticiteten brukt i analysen.

For det andre har vi tatt med to nye studier, som også simultanestimerer markedet. Det er Balke et al. (2024) og Bornstein et al. (2023), som nevnt over.

For det tredje har vi med de foretrukne tilbudselasticitetene til Rystad Energy (2023) og Vista Analyse (2023). Begge har gjort egne utregninger for å komme frem til tilbudselasticiteten. Vista Analyse (2023) baserer utregningen på gjennomsnittlig elasticitet for hver region, som deretter vektet etter andel av verdens oljeproduksjon utenom OPEC+ i 2021. Rystad Energy (2023) bruker sin egen, anerkjente database for å beregne tilbudselasticiteten. Deres metode er ikke beskrevet i detalj i rapporten, men slik vi forstår det har de beregnet en aggregert langsiktig marginalkostnadskurve for oljemarkedet, som vil tilsvare tilbudskurven i et marked med perfekt konkurranse. Denne er imidlertid ikke lik tilbudskurven hvis det er tilbydere med markedsrett, eller det er ressursrente og dynamiske alternativkostnader, som i oljemarkedet. Dermed kan man ikke estimere tilbudselasticiteten direkte på den måten, uten å gjøre undersøkelser av slike forhold i tillegg. Begge rapporter regnes som working papers, og vektet deretter.

## B.2 Simultanestimerte etterspørsels- og tilbudselasticiteter

Det er som beskrevet tidligere vanskelig å estimere elasticiteter presist i praksis, fordi de er endogene og blir til i et samspill mellom tilbud og etterspørsel. To litt ulike måter å forsøke å håndtere dette identifikasjonsproblemet på er beskrevet under.

Den ene typen bruker det man kan kalle simultanestimerte modeller. I disse modellene lager man et strukturelt rammeverk der pris og kvantum avhenger simultant av eksplisitt modellerte tilbuds- og etterspørselssider. Der også mulig å hensynta graden av konkurranse i markedet, og andre strukturelle forhold av betydning. Deretter brukes gjerne instrumentelle variabler og enkelte *a priori* restriksjoner for å identifisere modellens parametere. Slike forskningsartikler estimerer *både* tilbuds- og etterspørselstelasticiteten, og modellerer endogeniteten i markedet eksplisitt. Fordi tilbudet av olje er spredt over produsenter fra hele verden, ser slike artikler ofte på verden sett under ett, eller på enkeltland med en resten-av-verden-komponent.

Den andre hovedtypen estimerer enten tilbuds- eller etterspørselstelasticiteten, men ikke begge samtidig. I denne forskningen ser man ofte på én side av markedet om gangen. Ved å bruke naturlige eksperimenter, faste effekter og/eller instrumentvariabler prøver man å identifisere elasticiteten på en mer direkte måte, uten å modellere markedet strukturelt. Denne tilnærmingen kan være hensiktsmessig der forskeren har sterk grunn til å tro at forklaringsvariabelen faktisk er eksogen, men svikt i eksogenitetsforutsetningene er også svakheten med slike studier. Slike artikler ser oftere på regionale etterspørsels- eller tilbudselasticiteter enn den første typen artikler. Det er ikke nødvendigvis en ulempe, da selv landvise etterspørselstelasticiteter kan være relevante å inkludere dersom de er representative for en region eller økonomi. Ved bruk av slike artikler må man kombinere estimater fra ulike studier for å kunne regne ut forbruksresponsen  $\alpha$ .

Vi mener at simultanestimerte modeller har en styrke i at de forsøker å modellere endogeniteten i markedet eksplisitt, og at de ser verden og oljemarkedet under ett. Derfor har vi skilt disse studiene ut som en egen gruppe, og vist hva gjennomsnittet av studiene forteller oss om markedsresponsen av økt oljeproduksjon. Det er imidlertid ikke nok artikler av denne typen i litteraturen til at vi kan bruke dette som vårt hovedestimat på forbruksrespons. Som vist i Tabell B.3 gir slike studier en større forbruksrespons enn det som indikeres av litteraturen samlet.

**Tabell B.3** Simultanestimerte etterspørsels- og tilbudselastisiteter i markedet for råolje

Kilde <sup>1</sup>	Region og dataperiode	Type	$\epsilon_E$	$\epsilon_T$	$\alpha$
Bornstein et al. (2023)	Verden, 1970–2019	Tilbudssjokk, ikke-OPEC-produsenter	-0,17	0,28	0,38
Balke et al. (2024)	Verden, 1991–2021	Fem til ti år. Snitt av lite og mye skifer	-0,17	0,40	0,28
Golombek et al. (2018)	Verden, 1986–2015	OPEC som dominant aktør	-0,35	0,93	0,27
Balke & Brown (2018)	Verden, 1991–2015	ROW-elastisiteter, sett fra USA	-0,51	0,55	0,48
<b>Enkelt gjennomsnitt</b>			-0,30	0,54	<b>0,36</b>
<b>Rangeringsvektet gjennomsnitt<sup>2</sup></b>			-0,32	0,57	<b>0,38</b>

1: I tabellen er flere scenarioer representert for enkelte artikler. Gjennomsnittet per artikkel brukes, før gjennomsnittet av artiklene regnes ut.

2: Vektene er den inverse av IDEAS-rangeringen, slik at bedre rangerte tidsskrift får større tyngde. Deretter er vektene normalisert for å summere til 1.

Kilde: Vista Analyse

# C Detaljerte resultater

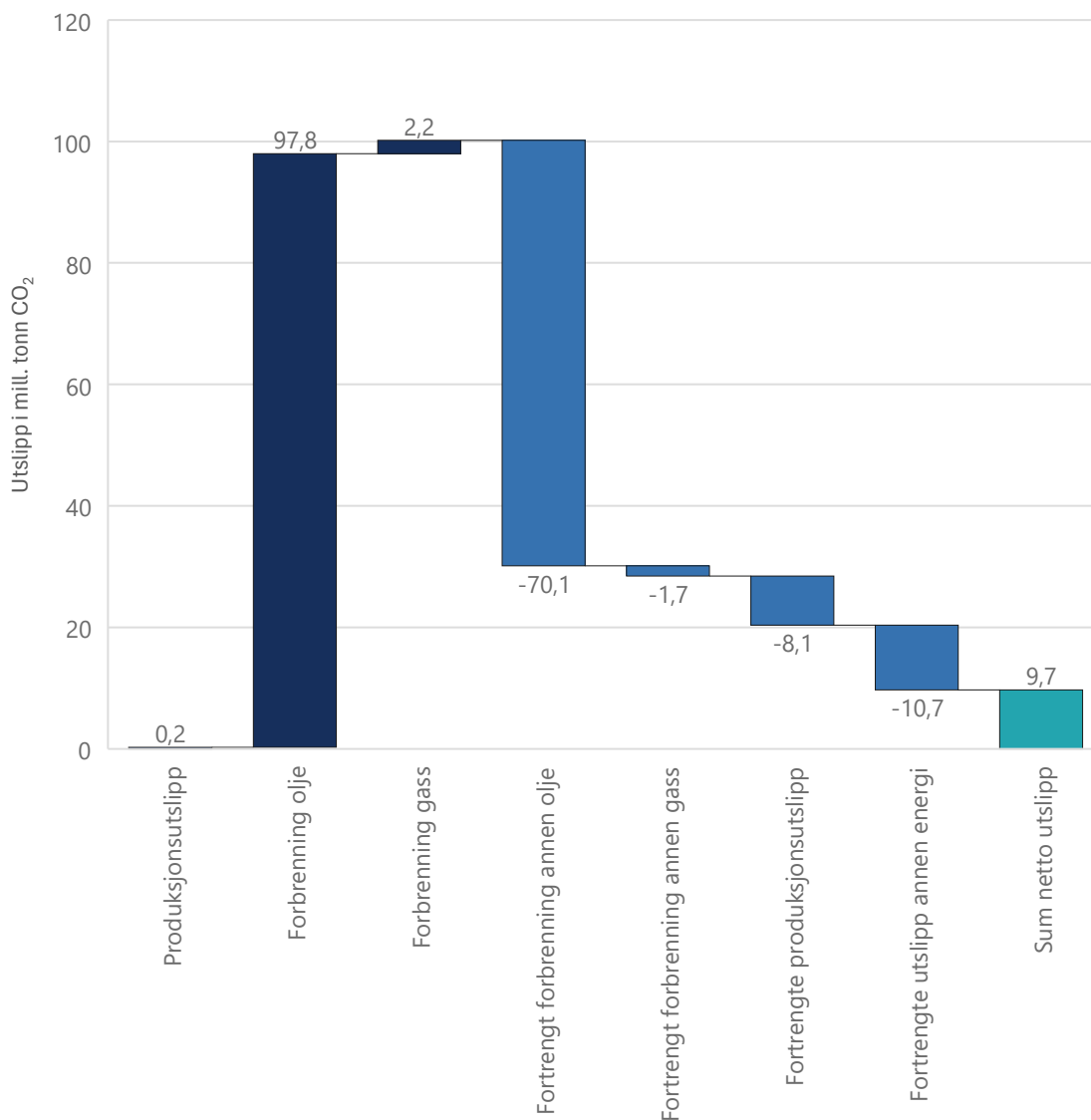
Tabell C.1 Detaljerte tall for brutto og netto forbrenningsutslipp (i tusen tonn CO<sub>2</sub>e)

	Case 1 (elektrifisering, prod. til 2060)	Case 2 (uten el., prod. til 2060)	Case 3 (uten el., prod. til 2044)
<b>Bruttoutslipp (produksjon og forbrenning)</b>	Referansecase		
Bruttoutslipp (fast utslippsintensitet)	100 175,08	101 186,24	83 856,81
Bruttoutslipp sensitivitet (redusert andel til forbrenning)	90 114,40	91 125,94	78 661,09
<b>Nettoutslipp (hensyntatt markedseffekter)</b>			
Nettoutslipp hovedresultat	9 715,67	10 718,63	6 925,77
Sensitivitetsanalyse høy	30 406,63	31 411,57	24 380,90
Sensitivitetsanalyse lav	-3 363,34	-2 362,09	-4 010,54
Sensitivitetsanalyse synkende utslippsintensitet olje (redusert andel til forbrenning)	6 864,53	7 867,60	5 453,34
Nettoutslipp med parametere og modell fra Vista Analyse (2023)	6 028,91	7 027,85	5 014,42
Nettoutslipp med parametere og modell fra Rystad Energy (2023)	-11 573,51	-10 576,87	-9 729,35
<b>Nettoutslipp i hovedresultatet, brutt ned per element</b>			
Produksjonsutslipp	240,14	1 238,32	167,50
Forbrenning olje	97 763,39	97 776,07	81 854,69
Forbrenning gass	2 171,55	2 171,85	1 834,62
Fortrengt forbrenning annen olje	-70 057,79	-70 066,87	-58 657,52
Fortrengt forbrenning annen gass	-1 662,36	-1 662,59	-1 404,43
Fortrengte produksjonsutslipp	-8 083,80	-8 082,22	-7 394,88
Fortrengte utslipp annen energi	-10 655,46	-10 655,92	-9 474,20

Kilde: Vista Analyse

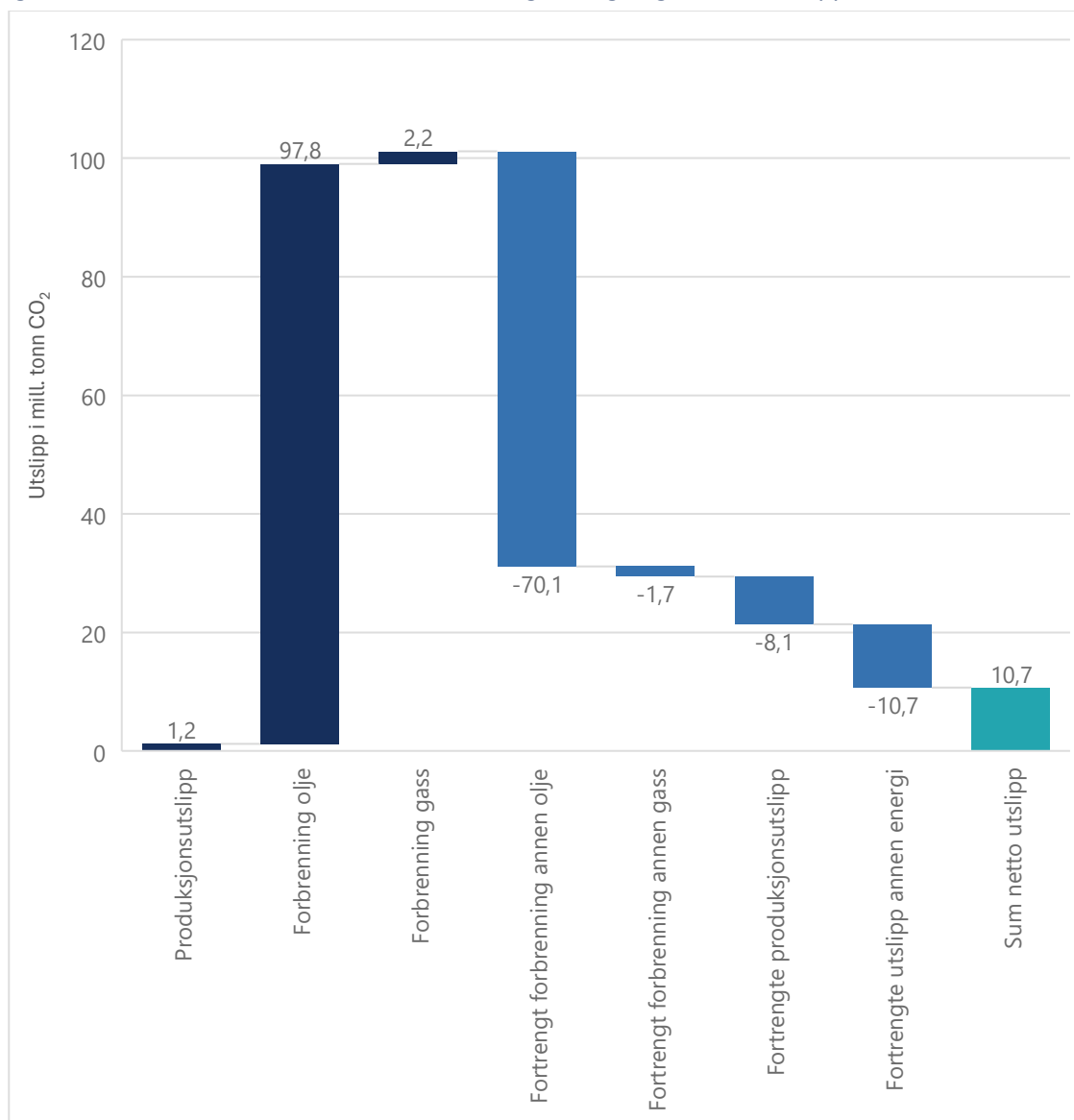
# D Attribusjonsfigurer, alle case

Figur D.1 Case 1: Hvert elements bidrag i utregning av nettoutslipp



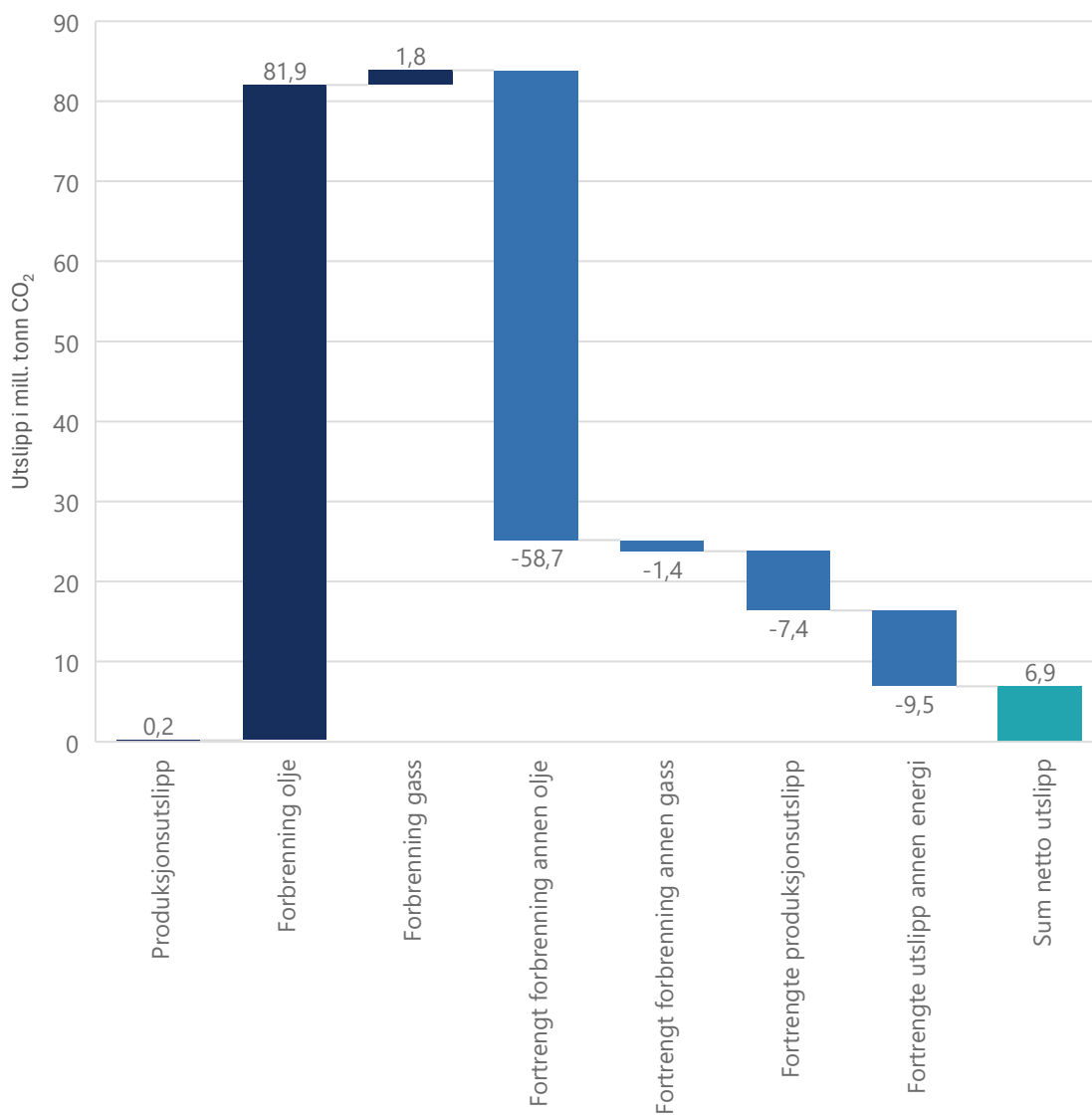
Kilde: Vista Analyse

Figur D.2 Case 2: Hvert elements bidrag i utregning av nettoutslipp



Kilde: Vista Analyse

Figur D.3 Case 3: Hvert elements bidrag i utregning av nettoutslipp



Kilde: Vista Analyse

Vista Analyse AS  
Meltzers gate 4  
0257 Oslo

[post@vista-analyse.no](mailto:post@vista-analyse.no)  
[vista-analyse.no](http://vista-analyse.no)