



Rapport 2023/04 | For WWF, Naturvernforbundet, Natur og Ungdom og Greenpeace



Norsk olje, globale utslipp

Netto forbrenningsutslipp av økt norsk petroleumsproduksjon

Haakon Riekeles

Dokumentdetaljer

Tittel	Norsk olje, globale utslipp
Rapportnummer	2023/4
Forfatter	Haakon Riekeles
ISBN	978-82-8126-616-2
Prosjektnummer	22-HVE-17
Kvalitetssikrer	Haakon Vennemo
Oppdragsgiver	WWF, Naturvernforbundet, Natur og Ungdom og Greenpeace
Dato for ferdigstilling	14.03.2023
Kilde forsidefoto	Bildet er tatt av C Morrison fra Pixabay
Tilgjengelighet	Offentlig
Nøkkelord	Olje og gass, Klima og det grønne skiftet, Statistikk og empirisk analyse, Samfunnsøkonomisk analyse

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.

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 perioden fra desember 2022 til mars 2023, på oppdrag fra miljøorganisasjonene. Guro Lystad (WWF Verdens naturfond), Helga Lerkelund og Jørgen Næss Karlsen (NNV), Andreas Randøy (Greenpeace) og Markus Refsdal (NU) har vært kontaktpersoner for oppdraget og vi takker for gode diskusjoner. Åsmund Sunde Valseth og Michael Hoel har vært diskusjonspartnere i Vista Analyse, og Leif Grandum har bistått med analyser og som prosjektassistent.

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

14. mars 2023

Haakon Vennemo
Partner
Vista Analyse AS

Innhold

Sammendrag og konklusjoner	7
1 Innledning	14
1.1 Rapportens oppbygning	15
2 Hvordan beregne netto utslippseffekt	16
2.1 Elementene som inngår i en beregning av netto forbrenningsutslipp	17
2.2 Valg av relevant tidsperiode og scenarier	18
3 Endring i forbruket av olje og gass.....	20
3.1 Etterspørselastisiteter for olje og gass	20
3.2 Tilbudselastisiteten til olje	27
3.3 Tilbudselastisiteten til gass	36
3.4 Beregning av det endrede forbruket av olje og gass	39
3.5 Netto forbruksendring i et lavutslippsscenario og på lang sikt	41
4 Substitusjon mellom energikilder på etterspørselsiden	43
4.1 Beregne substitusjon mellom energikilder	43
4.2 Substitusjon i et lavutslippsscenario og et langtidsscenario	45
5 Utslippsintensiteter	47
5.1 Utslipp fra forbrenning av olje og gass	47
5.2 Utslipp fra andre energikilder	48
5.3 Utslipp fra norsk og utenlandsk petroleumsproduksjon	50
5.4 Utslippsintensiteter i et lavutslippsscenario og på lang sikt	52
6 Samlet beregning av netto forbrenningsutslipp	54
6.1 Basisscenario	54
6.2 Resultater i et lavutslippsscenario og på lang sikt	56
6.3 Resultater med endrede forutsetninger	58
6.4 Hva betyr disse resultatene for et oljefelt som Wisting?	60
6.5 Oppsummering av forutsetninger og resultater i ulike scenarier	61
Referanser	63
Figurer	
Figur S.1 Netto utslippsendring ved økt norsk oljeproduksjon i basisscenarioet, i kg CO ₂ -ekvivalenter per fat	8
Figur S.2 Netto utslippsendring ved økt norsk gassproduksjon i basisscenarioet, i kg CO ₂ -ekvivalenter per fat-ekvivalent.....	8
Figur S.3 Netto utslippsendring ved økt norsk oljeproduksjon i lavutslippsscenarioet, i kg CO ₂ -ekvivalenter per fat.....	9
Figur S.4 Netto utslippsendring ved økt norsk gassproduksjon i lavutslippsscenarioet, i kg CO ₂ -ekvivalenter per fat-ekvivalent	9
Figur 2.1 Skjematisk fremstilling av sammenhengen mellom elastisiteter og endring i forbruk ved en produksjonsendring	16
Figur 3.1 Antall aktive rigger i USA og verden (ukentlig) og oljepris i USD (WTI)	30

Figur 3.2	IEAs fremstilling av «Oil supply module» i Global Energy and Climate Model.....	33
Figur 3.3	Rystad Energys fremstilling av sammenhengen mellom estimert tilbudselasticitet for olje i ulike tidshorisonter og etterspørselsscenarioer	36
Figur 3.4	IEAs anslag av priser på fossil energi i ulike scenarioer.....	38
Figur 5.1	Endrede globale utslipp i kg CO ₂ e per fat redusert norsk oljeproduksjon	50
Figur 6.1	Endrede globale utslipp i kg CO ₂ e per fat økt norsk oljeproduksjon.....	55
Figur 6.2	Endrede globale utslipp i kg CO ₂ e per fat-ekvivalent redusert norsk gassproduksjon.....	56
Figur 6.3	Endrede globale utslipp i kg CO ₂ e per fat økt norsk oljeproduksjon i et lavutslippsscenario.....	56
Figur 6.4	Endrede globale utslipp i kg CO ₂ e per fat-ekvivalent redusert norsk gassproduksjon i et lavutslippsscenario	57
Figur 6.5	Oppsummering av resultater med sensitivitetsanalyser for olje, i kg CO ₂ per fat økt oljeproduksjon.	59
Figur 6.6	Oppsummering av resultater med sensitivitetsanalyser for gass, i kg CO ₂ per fat-ekvivalent økt redusert gassproduksjon.	60
Tabeller		
Tabell 3.1	Ulike anslag på etterspørselelasticitet til oljeprodukter og gass fra litteraturstudier og metastudier	22
Tabell 3.2	Ulike anslag av etterspørselelasticiteten til olje	24
Tabell 3.3	Litteraturstudier og metastudier om etterspørselelasticitet til olje	26
Tabell 3.4	Anslag på elasticiteten til boring eller leting etter olje	27
Tabell 3.5	Økning i globalt forbruk av olje som prosent av norsk produksjonsøkning med ulike forutsetninger for tilbuds- og etterspørselelasticitet	40
Tabell 3.6	Økning i globalt forbruk av gass som prosent av norsk produksjonsøkning med ulike forutsetninger for tilbuds- og etterspørselelasticitet	41
Tabell 4.1	Endring av annen energibruk ved økt forbruk av hhv. ett fat olje og ett fat-ekvivalent gass.....	44
Tabell 4.2	Endring av annen energibruk ved økt forbruk av hhv. ett fat olje og ett fat-ekvivalent gass i et lavutslippsscenario	46
Tabell 5.1	Endring i utslipp fra annen energibruk per fat økt energibruk av olje eller gass, i kg CO ₂ e	49
Tabell 5.2	Endring i utslipp fra annen energibruk per fat økt produksjon av olje eller gass, i kg CO ₂ e.....	49
Tabell 5.3	Endring i utslipp fra annen energibruk per fat økt produksjon av olje eller gass, i kg CO ₂ e, i et lavutslippsscenario	53
Tabell 6.1	Netto endrede utslipp ved ulike forutsetninger for tilbuds- og etterspørselelasticitet, i kg CO ₂ per fat økt norsk oljeproduksjon	58
Tabell 6.2	Netto endrede utslipp ved ulike forutsetninger for tilbuds- og etterspørselelasticitet, i kg CO ₂ per fat-ekvivalent økt norsk gassproduksjon	59
Tabell 6.3	Oppsummering over forutsetninger og resultater i de ulike scenarioene og i Rystad Energy (2021) og (2023) for olje.....	61
Tabell 6.4	Oppsummering over forutsetninger og resultater i de ulike scenarioene og i Rystad Energy (2021) og (2023) for gass.....	62

Sammendrag og konklusjoner

Klimaeffekten av norsk oljevirkosomhet får stadig økt oppmerksomhet. Etter Høyesteretts dom i klimasøksmålet fra Natur og Ungdom og Greenpeace mot staten, har det blitt tatt inn en vurdering av forbrenningsutslipp som del av behandlingen av plan for utbygging og drift (PUD) for olje- og gassfelt. Størrelsen på de totale utslippene globalt fra økt norsk petroleumsproduksjon er imidlertid et omstridt tema. Vista Analyse vurderer i denne rapporten størrelsen på disse utslippene, på oppdrag av WWF Verdens naturfond, Naturvernforbundet, Natur og Ungdom og Greenpeace.

Vår konklusjon er at økt norsk oljeproduksjon gir en netto økning i globale utslipp, uavhengig av scenario og tidshorizont. Netto økte utslipp er på 47 kg CO₂-ekvivalenter per fat olje som utvinnes i Norge i basisscenarioet og på 90 kg CO₂e i lavutslippsscenarioet. Økt gassproduksjon gir noe økte utslipp globalt i basisscenarioet, rundt 6 kg CO₂-ekvivalenter per fat-ekvivalent gass som utvinnes. I lavutslippsscenarioet gir økt gassproduksjon utslipp på 41 kg CO₂-ekvivalenter. Forskjellen mellom de to scenarioene er at basisscenarioet bygger på landenes annonserte klimamål, i tråd med IEAs scenario Announced Pledges, mens lavutslippsscenarioet forutsetter en klimapolitikk i verden i tråd med 1,5-gradersmålet. Begge scenarioene ser i hovedsak på effekten av økt produksjon i perioden 2030-2040. Det er relevant for å vurdere PUDer for nye felt. Vi ser også på effekten av produksjonsøkninger lenger frem i tid, som kan være relevant for vurdering av leting eller åpning av nye områder. Da er utslippseffekten av økt produksjon av olje og gass klart høyere i begge scenarioer.

Våre konklusjoner samsvarer med det forskere tilknyttet SSB har konkludert om netto klimaeffekt av å redusere oljeproduksjonen. Våre konklusjoner skiller seg imidlertid fra konklusjonene i en rapport Rystad Energi utarbeidet for Norsk Olje og gass (nå Offshore Norge) i 2021, og en tilsvarende rapport Rystad Energy har utarbeidet for Olje- og energidepartementet i 2023. De ulike konklusjonene kommer av en rekke ulike forutsetninger omkring markedsrespons, substitusjon og utslippintensiteter. Dette er kompliserte sammenhenger, der det ikke er mulig å finne entydige svar. Vi har lagt vekt på å i størst mulig grad forankre våre anslag i forskning. Våre funn samsvarer også med det internasjonale studier av dette spørsmålet har konkludert, inkludert amerikanske myndigheters anslag av klimaeffekten av økt oljeproduksjon fra et oljefelt i Alaska.

En kompleks problemstilling med mange faktorer

Å beregne hva den netto utslippseffekten blir av økt norsk produksjon av olje og gass er kompleks. Effekten avhenger av flere usikre faktorer.

Først må det estimeres hvor mye det totale forbruket av olje og gass øker når norsk produksjon øker, og hvor stor andel av en norsk produksjonsøkning som kun fortrenger annen olje- og gassproduksjon.

Deretter må det tas hensyn til at det økte forbruket av olje og gass delvis vil fortrenge annen energibruk. Det er her nødvendig å både anslå i hvor stor grad annen energi vil bli fortrent, hvilke energikilder det er som blir fortrent, og utslippene fra disse kildene.

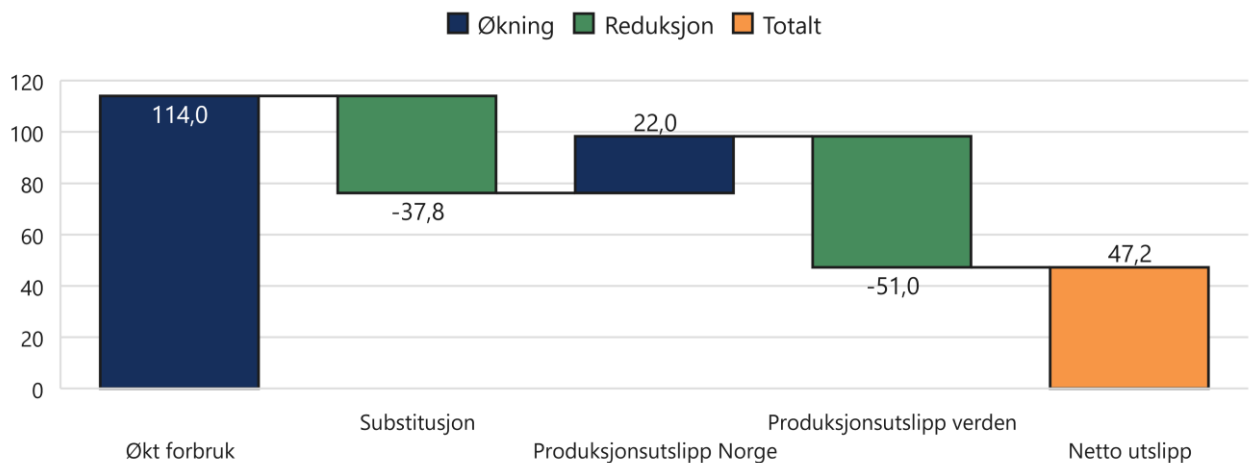
Til sist må det tas hensyn til at både norsk og utenlandsk olje- og gassproduksjon innebærer utslipp, og at disse utslippene er av ulik størrelse.

Størrelsen på alle disse effektene avhenger av hvordan verdens energibruk og verdens klimapolitikk utvikler seg. For å ta hensyn til det har vi utarbeidet et basisscenario, basert på en videreføring av annonsert klimapolitikk, og et lavutslippsscenario, basert på en klimapolitikk som er i tråd med 1,5-gradersmålet. Disse scenarier bygger på henholdsvis IEAs Announced Pledges-scenario, og IEAs Net Zero Emissions-scenario.

I tillegg må det tas hensyn til at alle effektene vil være forskjellige langt fram i tid. Våre tall viser til økt produksjon med hovedvekt mellom 2030 og 2040, som er det som er relevant for å vurdere PUD-er. I rapporten oppgir vi også tall for begge scenarier der man ser på produksjonsøkninger som i hovedsak skjer etter 2040, som kan være relevant for åpning av nye områder og leteaktivitet.

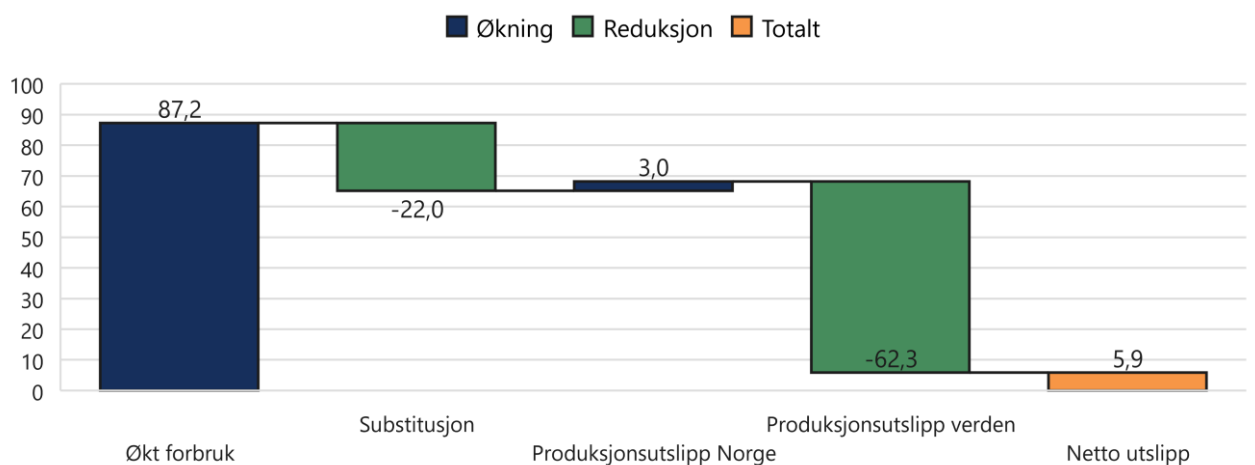
I basisscenarioet er effektene for 2030-tallet oppsummert for olje i Figur S.1 og for gass i Figur S.2.

Figur S.1 Netto utslippsendring ved økt norsk oljeproduksjon i basisscenarioet, i kg CO₂-ekvivalenter per fat



Kilde: Vista Analyse

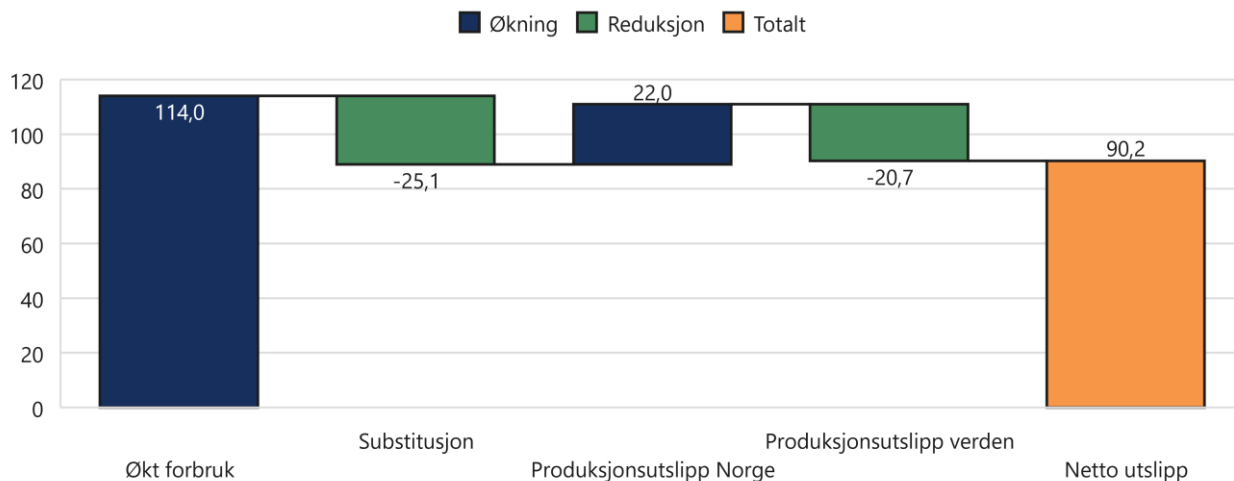
Figur S.2 Netto utslippsendring ved økt norsk gassproduksjon i basisscenarioet, i kg CO₂-ekvivalenter per fat-ekvivalent



Kilde: Vista Analyse

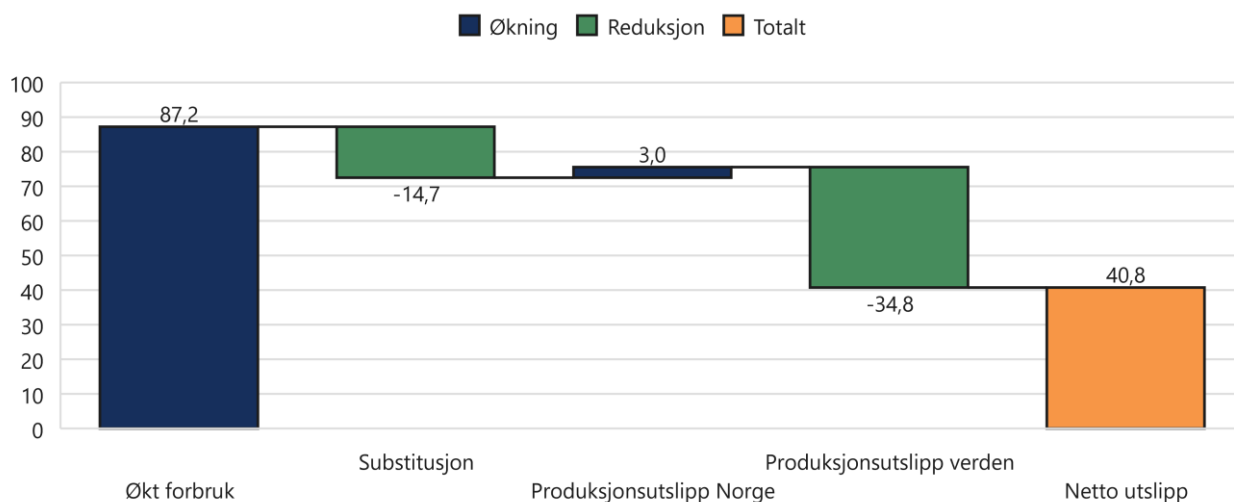
Figur S.3 og Figur S.4 viser våre estimat av netto utslippseffekt for 2030-tallet av økt norsk olje og gassproduksjon i lavutslippsscenarioet.

Figur S.3 Netto utslippsendring ved økt norsk oljeproduksjon i lavutslippsscenarioet, i kg CO₂-ekvivalenter per fat



Kilde: Vista Analyse

Figur S.4 Netto utslippsendring ved økt norsk gassproduksjon i lavutslippsscenarioet, i kg CO₂-ekvivalenter per fat-ekvivalent



Kilde: Vista Analyse

For beslutninger som gir produksjonsøkninger enda lenger frem i tid, må beregningene justeres for å ta hensyn til at energisammensetningen i verden vil ha endret seg ytterligere. For å ta hensyn til det har vi utarbeidet langtidsversjoner av de to scenarioene, basert på IEAs tall for Announced Pledges-scenarioet og Net Zero Emissions-scenarioet i 2050. Vi finner at i langtidsversjonen av basisscenarioet så gir økt oljeproduksjon netto utslipp på 110 kg CO₂e per fat, og økt gassproduksjon økte utslipp på 55 kg CO₂e per fat-ekvivalent. I langtidsversjonen av lavutslippsscenarioet gir økt oljeproduksjon økte utslipp på 195 kg CO₂e per fat, og økt gassproduksjon økte utslipp på 111 kg CO₂e per fat-ekvivalent. Langtidsversjonene av scenarioene er nødvendigvis heftet med en

enda større usikkerhet. De illustrerer likevel at jo senere en norsk produksjonsøkning finner sted, desto større er utslippseffekten.

Økt produksjon gir økt globalt forbruk

Økt norsk produksjon av olje og gass vil delvis fortrenge utenlandsk produksjon av olje og gass, og delvis gi en netto økning i forbruket av olje og gass internasjonalt. Hvor mye forbruket øker, avhenger av hvor mye etterspørselen reagerer på en prisendring (etterspørselastisiteten) og hvor mye tilbudet reagerer på en prisendring (tilbudselastisiteten). Vi har brukt estimater på disse elastisitetene hentet fra forskningslitteraturen, og finner at forbruket netto øker med om lag 27 prosent av den norske produksjonsøkningen, mens det globale forbruket av gass øker med om lag 23 prosent av den norske produksjonsøkningen.

Vi kan sammenlikne våre tall med Rystad Energy sine. Estimater for endringen i gassforbruket i vårt basisscenario er tilnærmet likt Rystad Energys estimat fra 2023 i deres hovedscenario. For olje er det derimot en stor forskjell, der Rystad Energy estimerer at forbruket skal øke med kun 10 prosent av produksjonsøkningen. Forskjellen kommer hovedsakelig av at Rystad Energy legger til grunn at etterspørselen etter olje i svært liten grad responderer på pris. Rystad Energys estimat på etterspørselastisiteten på lang sikt er lavere enn det mye av forskningslitteraturen legger til grunn. Den er også lavere enn det store deler av forskningslitteraturen konkluderer er prisresponsen på svært kort sikt. Rystad Energy estimerer etterspørselastisiteten å være på -0,11 basert på en gjennomgang av 11 studier. Basert på en bredere gjennomgang av forskningslitteraturen, som inkluderer studier som er vesentlig mer sitert enn enkelte av de Rystad Energy benytter seg av, finner vi et over dobbelt så høyt snitt. Vi anser imidlertid det å ta et enkelt snitt av litteraturen man har identifisert som en lite tilfredsstillende metode. Vi benytter derfor i stedet resultatet fra en metastudie av 75 forskningsartikler om etterspørselastisiteten til olje, som på bakgrunn av disse artiklene anslår elastisiteten til -0,26.

I vårt og Rystad Energys lavutslippsscenarioer er forskjellen i antakelser og resultater enda større. Rystad Energy har i sitt lavutslippsscenario lagt til grunn at endret produksjon på norsk sokkel ikke gir noen endring i forbruket av olje eller gass i resten av verden. Rystad Energy gir ingen detaljert begrunnelse for sin forutsetning, ut over at de antar at det i et lavutslippsscenario er innført tiltak som reduserer etterspørselen uavhengig av pris. Det kan forstås som at de forutsetter at man i et lavutslippsscenario ikke lenger omsetter fossil energi i markeder der konsumenter reagerer på prisendringer. Det er i så fall en høyst uvanlig antakelse. En annen tolkning kan være at de tenker seg at alle land i et lavutslippsscenario har et fast kvotetak på sine utslipp, og at enhver økning i utslipp et sted gir en tilsvarende nedgang et annet sted. Av en eller annen årsak omfatter dette resonnetet til Rystad Energy bare energimarkedet, produksjonsutslipp er unntatt. Økt produksjon i Norge får da automatisk en gunstig effekt på verdens utslipp, på grunn av våre relativt lave produksjonsutslipp. Vårt lavutslippsscenario er ikke preget av disse urealistiske antagelsene.

Vi anser det som sannsynlig at etterspørselen i større grad vil respondere på prisendringer i et lavutslippsscenario, fordi alternativene til olje og gass vil være mer utviklet i en verden som går mot nullutslipp. Vi anser det imidlertid også som sannsynlig at tilbudet av olje og gass vil respondere mer på pris, ettersom det i et slikt scenario vil være tilgjengelige olje- og gassressurser med forholdsvis like, lave kostnader, som ikke blir utnyttet. Hvilken av disse effektene som er viktigst er vanskelig å fastslå. Vi har derfor valgt å forutsette at de vil kansellere hverandre og at netto forbruksendring vil være lik i lavutslippsscenarioet som i vårt basisscenario. Det forutsetter at det

i et lavutslippsscenario ikke foreligger noen enighet mellom oljeproduserende land om å begrense tilbudet. Dersom flere land går sammen om å begrense ny produksjon av olje og gass, vil det kunne ha en stor effekt på tilbudselasticiteten, og dramatisk øke utslippseffekten av økt norsk produksjon.

Det relevante analyseåret er etter 2030

Beregningen av de netto forbrenningsutslippene fra økt olje- og gassproduksjon skal brukes til å vurdere klimaeffekten av tiltak som vil påvirke produksjonen langt frem i tid. Det er ikke verden slik den er nå som er relevant å analysere, men hvordan verden vil skje ut når produksjonen finner sted. Beregningen av netto forbrenningsutslipp skal i første omgang brukes til å anslå klimaeffekten av produksjonen av en rekke oljefelt der det i nærmeste fremtid skal behandles PUDer. Feltene som det skal fremmes PUDer for de neste årene vil ha anslagsvis 70 prosent av sin produksjon etter 2030. Hvis beregningen av netto forbrenningsutslipp skal anvendes til å vurdere åpningen av nye områder eller tildeling av letelisenser, vil all produksjon som følger av disse beslutningene skje etter 2030 og størsteparten finne sted etter 2040.

Den ideelle måten å anslå klimaeffekt av å gi en utvinningstillatelse eller letelisens er å anslå klimaeffekten av produksjonen år for år, basert på den forventede energimiksen globalt i det enkelte år. Vår analyse er mer overordnet og tar sikte på å gi et generelt anslag på klimaeffekten av økt norsk petroleumproduksjon. På bakgrunn av det har vi valgt å bruke et tenkt analyseår, som kan tenkes å være året der medianproduksjonen til de relevante feltene finner sted. Det tilsier et analyseår som ligger mellom 2030 og 2040.

Rystad Energy bruker gjennomgående 2030 som analyseår. Det betyr at det sees bort i fra at størsteparten av produksjonen som analyseres vil finne sted etter det. Rystads forutsetning kan være treffende for enkelte PUDer for felt som vil komme i produksjon raskt og deretter ha et forholdsvis bratt fall i produksjonen. Det vil derimot ikke være treffende for felt som tar lenger tid å bygge ut eller som har en flattere produksjonskurve.

Hvilke energikilder økt olje- og gassproduksjon erstatter er sentralt

Økt forbruk av olje og gass vil som regel motsvares av noe redusert forbruk av energi fra andre kilder. Forholdet mellom økningen i forbruket av olje og gass, og nedgangen i annet forbruk er imidlertid ikke én-til-én. Særlig gjelder det på lang sikt.

Det er også sentralt å vurdere hvilke energikilder olje og gass fortrenger. Dersom det er kull som fortrenses har det en helt annen effekt på utslipp enn om det er fornybar elektrisitetsproduksjon som fortrenses. Vår metode for å beregne størrelsen og sammensetningen av disse substitusjonseffektene baserer seg på å bruke estimater fra forskningen på hvordan bruken av andre energikilder endrer seg ved en endring i prisen på olje eller gass (krysspriselasticiteter), og ut ifra det utlede substitusjonseffektene mellom alle de fire energikildene olje, gass, kull og elektrisitet. Denne metoden har flere fordeler. Den er basert på empirisk forskning. Den krever ingen antakelser om at substitusjonen skjer mellom utvalgte kilder. Snarere tar den med all substitusjon mellom olje og gass, og kull, elektrisitet, gass og olje. Den baserer seg også på effekter i alle sektorer. Basert på denne metoden finner vi at utslippene fra de alternative energikildene er *noe*

høyere enn det Rystad Energy anslår i 2021, men *vesentlig lavere* enn det Rystad Energy anslår i 2023, særlig for gass.

Rystad Energy bruker en annen tilnærming til substitusjon, som har store svakheter. Først forutsettes det at samlet energibruk er uendret, eller at samlet konsumentnytte fra energibruk er uendret. Det er ikke en forutsetning det er belegg for i forskningen, som snarere finner at pris har en effekt på samlet energibruk, ikke bare sammensetningen av energibruken. Deretter velger Rystad Energy ut et spesifikt eksempel på substitusjon som behandles som representativt for all bruk av den aktuelle energikilden. For olje er det redusert bruk av elektrisk kraft i transportsektoren, på grunn av fortrenget elbilbruk, som er valgt som eksempel. For gass er det økt bruk av gass i kraftproduksjon. Disse eksemplene kan være interessante nok, men det betyr ikke at de er representative for all substitusjon som finner sted. Enda mer problematisk er det at Rystad Energy forutsetter at økt gassforbruk i elektrisitetsproduksjon fortrenger 70 prosent kull og 30 prosent fornybar, uten at disse tallene gis nevneverdig begrunnelse. Resultatet av denne forutsetningen er at økt forbruk av gass fortrenger svært store utslipp fra kull. Vårt estimat bruker i stedet empiriske undersøkelser av responsen i kraftmarkedene i ulike land på endrede priser. Disse undersøkelsene støtter ikke Rystad Energys konklusjon.

En svakhet med vårt estimat på substitusjonseffektene er at de baserer seg på historiske data. Det kan derfor tenkes at også vi overvurderer substitusjonseffekten mot kull, og undervurderer substitusjonseffekten mot elektrisitet. I scenarioet til IEA som vi bruker som grunnlag for vårt basisscenario spås det synkende forbruk av kull og økende forbruk av elektrisitet.

Denne svakheten blir klart større i et lavutslippsscenario, der det finner sted store skift i sammensetningen av verdens energibruk. I vårt lavutslippsscenario justerer vi derfor de historiske substitusjonseffektene noe, slik at det blir mer substitusjon mot elektrisitet og mindre mot fossile energikilder.

All produksjon fra norske gassfelt må inkluderes

I analysene av netto forbrenningsutslipp snakkes det om olje og gass. Sammensetningen av produksjonen fra norsk sokkel er imidlertid mer komplisert enn som så. Gassen som produseres fra sokkelen er rikgass, som består av en blanding av tørrgass og ulike våtgasser (NGL). Tørrgass er gassen som eksporteres i rør og i form av LNG. Analyser av responsen i gassmarkedet i forskningen ser på tørrgass. Våtgassene som skilles ut i de norske gassprosesseringsanleggene eksporteres imidlertid også, og forbrenningsutslippene som kommer fra våtgasser er en del av de samlede forbrenningsutslippene til norsk petroleumsproduksjon. En mulig tilnærming kunne vært å analysere olje, tørrgass og våtgasser (NGL) separat. Det vil imidlertid kreve egne anslag av markedsresponsen og substitusjonseffekter for våtgasser, noe det ikke finnes gode anslag for i forskningslitteraturen. Vår tilnærming er å inkludere forbrenningsutslippene fra våtgasser i beregningen av netto forbrenningsutslipp for gass, gjennom å benytte utslippsintensiteten til rikgass. Den tilnærmingen tilsvarer en antakelse om at markedsresponsen og substitusjonseffektene for våtgass er lik som for tørrgass. Våtgass produseres i all hovedsak fra gassfelt. I tillegg er våtgass og tørrgass nære substitutter i flere markeder, for eksempel bruk av propan til matlagning. Derfor mener vi det en slik forenkling er forsvarlig.

Rystad Energy bruker en annen tilnærming. De bruker utslippsintensiteten til tørrgass i sine beregninger heller enn rikgassen som faktisk produseres fra norsk sokkel. På den måten ser de bort

ifra forbrenningsutslippene fra våtgasser i sine beregninger. Utslippsintensiteten til rikgass fra sokkelen, som inneholder både tørrgass og våtgasser, er høyere enn utslippsintensiteten til tørrgass alene. Produksjonen av våtgasser er om lag ti prosent av produksjonen av gass fra norsk sokkel. Rystad Energy ser på den måten bort ifra en vesentlig del av de samlede forbrenningsutslippene fra norske gassfelt.

Utslippene fra annen energiproduksjon er ikke statiske, særlig i et lavutslippsscenario

Norsk petroleumsproduksjon kjennetegnes av lave utslipp. Det er blant annet på grunn av et strengt regelverk på miljøfeltet (særlig knyttet til fakling), høye klimaavgifter, lave metanutslipp, og en stadig mer omfattende elektrifisering av produksjonen. At norsk petroleumsproduksjon kjennetegnes av lave utslipp, bidrar til å redusere netto utslippseffekt av økt norsk produksjon.

Et viktig spørsmål er hvilket utslippsnivå man skal forutsette fra den utenlandske produksjonen som økt norsk produksjon kan fortrenge. Verden er ikke statisk. Å forutsette ingen forbedring i andre oljeprodusenters utslippsnivå over en periode på over tiår fremstår som lite realistisk. Både vi og Rystad Energy forutsetter derfor i våre basisscenarioer en moderat nedgang i metanutslipp fra internasjonal olje- og gassproduksjon. Nedgangen er i tråd med «Global Methane Pledge», et initiativ med over 100 deltakerland om å redusere metanutslipp fra alle kilder. Vi legger imidlertid også til grunn at andre utslipp fra utenlandsk olje- og gassproduksjon vil gå noe ned i årene som kommer. Det finnes flere initiativer for å redusere disse utslippene, eksempelvis initiativet «Zero Routine Flaring by 2030» som ledes av Verdensbanken og har de fleste store oljeselskaper som medlemmer.

I et lavutslippsscenario må alle utslipp fra alle kilder reduseres vesentlig. I vårt lavutslippsscenario har vi forutsatt utslippsreduksjoner fra olje- og gassproduksjon som er prosentvis like store som den totale utslippsreduksjonen som skal finne sted i det scenarioet. Selv om det innebærer en prosentvis stor nedgang i utslippene fra olje- og gassproduksjon internasjonalt, er utslippsnivået i seg selv ikke urealistisk å oppnå: utslippsnivået vi forutsetter er fortsatt høyere i det scenarioet enn dagens norske utslippsnivå.

Beregningene har stor betydning for klimavurderinger av norsk petroleumsaktivitet

Tallene som er referert så langt om utslipp målt i kg CO₂-ekvivalenter per fat olje, kan fremstå små og abstrakte. Disse effektene blir imidlertid store når de anvendes på konkrete felt. En måte å illustrere det på er å beregne netto utslipp for feltet Wisting. I vårt basisscenario gir utvinningen av ressursene i dette feltet netto globale utslipp på 14,6 millioner tonn CO₂. I vårt lavutslippsscenario blir de anslåtte utslippene fra å utvinne ressursene i dette feltet hele 35,7 millioner tonn CO₂. At Wisting har svært lave produksjonsutslipp er hensyntatt i disse beregningene, men har ikke avgjørende betydning for klimaeffekten.

1 Innledning

Hvor stor innvirkning har endret norsk produksjon av olje og gass på globale klimagassutslipp? I den politiske diskusjonen om norsk olje og gass blir dette spørsmålet stadig mer relevant. I Plan for Utbygging og Drift (PUD) av nye petroleumsfelt må selskapene redegjøre for de globale utslippsvirkningene av ny produksjon (Olje- og energidepartementet, 2022).¹ I diskusjonen om åpning av nye felt for leting er de globale utslippsvirkningene av ny norsk produksjon et viktig bakteppe. OED har nylig gitt Rystad (2023) i oppdrag å utrede de globale utslippsvirkningene av norsk produksjon av olje og gass. Miljøorganisasjonene har engasjert Vista Analyse til å lage en uavhengig utredning av det samme spørsmålet.

Til nå har politikk som reduserer etterspørselen etter olje og gass og andre utslippskilder vært den dominerende tilnærmingen til klimaproblemet. Men det er en gammel erkjennelse at politikk som reduserer tilbudet av olje og gass og andre utslippskilder også kan være en viktig del av klimapolitikken (Bohm, 1993) (Hoel, 1994). Mekanismen bak politikk som reduserer tilbudet er å strupe forbruket gjennom høyere pris. Norge og andre nasjoner som produserer olje og gass vil ha økonomisk fordel av dette. En global politikk med vekt på lavere tilbud er derfor utvetydig til Norges fordel sammenliknet med en politikk som reduserer etterspørselen.

Selv om en global politikk med vekt på lavere tilbud er til Norges fordel, så er det ikke klart at et ensidig lavere tilbud fra Norge er til vår fordel. Det er ikke engang sikkert at en slik politikk reduserer verdens klimagassutslipp. For å avgjøre dette må man summere opp en lang rekke mekanismer gjennom verdensøkonomien, og det er stor usikkerhet om mange av dem. Tidsepoken man ser på, spiller også en rolle. En norsk reduksjon i dag vil ha en annen effekt enn en reduksjon i 2035, som igjen vil ha en annen effekt enn en reduksjon i 2050.

Tidligere forskning kommer til forskjellige resultater. Fæhn et al. (2017) finner at lavere tilbud av olje og gass fra Norge gir en relativt stor reduksjon i verdens klimagassutslipp,² se også Asheim m.fl. (2019). Når tapte inntekter tas i betraktning så konkluderer Fæhn et al. (2017) at om lag 2/3 av Norges klimagassreduksjoner bør komme gjennom redusert produksjon og lavere tilbud. Rystad Energy (2021) finner, i motsetning til Fæhn et al. (2017), at redusert produksjon av olje kun vil gi en liten netto klimaeffekt, mens redusert produksjon av gass i Norge vil gi *økte* globale klimagassutslipp, når alle andreordens effekter er tatt hensyn til. Rystad Energy (2023) ser også på spørsmålet, og finner at *økt* produksjon av både olje og gass gir *reduserte* utslipp. Forskning på effekten av å redusere amerikansk oljeproduksjon konkluderer med at dette har en klimaeffekt (Prest, 2020). Tilsvarende konkluderer amerikanske myndigheter med at å åpne for økt oljeproduksjon gir økte utslipp (Bureau of Land Management, 2023). Forskjellen i konklusjon mellom disse analysene og Rystad Energy (2023) kommer først og fremst av at sistnevnte anslår en mye lavere markedsrespons på endret energiproduksjon, ikke på forhold som er ulikt i Norge og USA (som produksjonsutslippene fra olje).

¹ Denne endringen i saksbehandling av PUDer kom som følge av dommen i Høyesterett i søksmålet fra Natur og Ungdom og Greenpeace mot staten v/Olje- og energidepartementet om vedtaket 10. juni 2016 om tildeling av nye utvinningstillatelser i Barentshavet i 23. konsesjonsrunde.

² Fæhn et al. (2017) er en publisert forskningsartikkel laget på bakgrunn av en rapport fra SSB (SSB, 2013), som er mer kjent i den norske debatten.

Denne rapporten stiller spørsmålet slik: Hva er netto klimaeffekt (i form av netto endrede utslipp) av økt norsk produksjon av olje og gass? Vår tilnærming er å bruke mest mulig forskningsbaserte og oppdaterte anslag på de ulike effektene som Fæhn et al. (2017) og Rystad Energy (2021, 2023) analyserer, og ut ifra det kvantifiserer de sannsynlige effektene. I vårt basisscenario og lavutslippsscenario har vi en produksjonsøkning i midt på 2030-tallet i tankene. Dette er relevant for PUD-ene, som for tiden tar for seg produksjonsøkning med tyngdepunkt mellom 2030 og 2040. For beslutninger der hovedmengden av produksjonen vil komme etter 2040, har vi utarbeidet langtidsversjoner av de to scenarioene.

1.1 Rapportens oppbygning

I kapittel 2 av rapporten drøfter vi hvordan man beregner netto utslippseffekt av økt norsk produksjon av olje og gass, og hvilke elementer som inngår. Dette gir oss en oppskrift som vi bruker i resten av rapporten.

Kapittel 3 fyller inn første sett med tall i oppskriften, i form av hvilke endringer i globalt forbruk av olje og gass som kan ventes hvis norsk produksjon øker. Her finner vi det godt belagt at globalt forbruk øker hvis norsk produksjon øker. Noe av økningen skyldes imidlertid forbruk som trekker over fra annet energiforbruk. Denne *substitusjonsvirkningen* er tema for kapittel 4.

Med virkningen på energimarkedene klarlagt, går vi over til klimagassutslipp. Kapittel 5 drøfter utslipp ved forbruk av olje og gass, utslipp ved forbruk av annen energi, og utslipp under produksjonen av olje og gass i Norge når produksjonen per forutsetning øker her, og i andre områder når produksjonen der fortrenses.

Det hele trekkes sammen i kapittel 6, som presenterer vårt basisscenario og et lavutslippsscenario. Kapitlet inneholder også følsomhetsberegninger som viser hvor robuste konklusjonene i hvert scenario er.

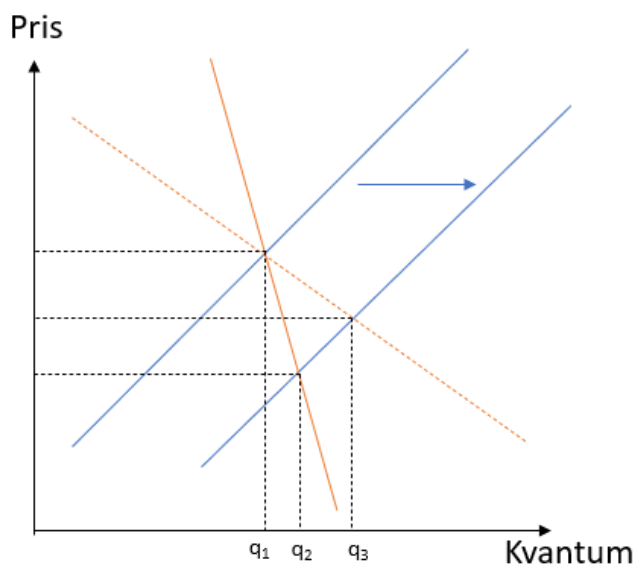
2 Hvordan beregne netto utslippseffekt

All fossil energi har en gitt mengde karbon som når det forbrennes gir utslipp av CO₂ til atmosfæren. En første, forenklet tilnærming til utslippseffekten av endret norsk produksjon av olje og gass vil være å kun beregne utslippene fra denne forbrenningen. Forbrenning av en standard kubikk-meter olje (Sm³) gir direkte utslipp på 2,74 tonn CO₂-ekvivalenter, mens utslippene for gass fra norsk kontinentalsokkel er på 2,34 tonn CO₂-e per 1000 Sm³ (SSB, 2021), som tilsvarer 436 kg CO₂-e per fat olje, og 372 kg CO₂-e per fat oljeequivalent gass (Oljedirektoratet, 2021).³

Denne bruttoeffekten er imidlertid ikke riktig mål på den faktiske, netto utslippsendringen. Fossil energi omsettes i et marked. Hvis en aktør endrer sin produksjon eller forbruk av fossil energi, så endres prisene i markedet. Den totale effekten i markedet for olje og gass får man først ved å se på hvordan endringen i produsert eller forbrukt kvantum påvirker andre aktørers tilbud og etterspørsel, via effekten på priser. Økt produksjon av fossil energi gir lavere pris og to effekter i dette markedet: økt forbruk og redusert produksjon fra andre produsenter.

Hvor mye etterspørsel og tilbud reagerer som følge av endret pris, kalles innen samfunnsøkonomi for priselastisiteten til henholdsvis etterspørselen og tilbudet. Priselastisiteten til etterspørsel og tilbud er definert som prosentvis endring i henholdsvis etterspørselt eller tilbudt kvantum, delt på prosentvis endring i pris.

Figur 2.1 Skjematisk fremstilling av sammenhengen mellom elastisiteter og endring i forbruk ved en produksjonsendring



Kilde: Vista Analyse

Figur 2.1 viser en skjematisk sammenheng mellom elastisiteter og endring i forbruket. De blå linjene i figuren er tilbudskurvene. Økt norsk produksjon gir et skift i tilbudskurven utover. Den

³ I denne rapporten brukes fat og fatekvivalenter som enheter, for å være sammenlignbart med Rystad (2023). Denne bruker en annen omregningsfaktor fra Sm³ til fat og andre utslippsfaktorer. Det er drøftet nærmere i kapittel 5.2.

heltrukne oransje linjen er en etterspørselskurve som skal representere uelastisk etterspørsel, det vil si at etterspørselen i liten grad reagerer på pris (at kurven er rett en forenkling for å gjøre figuren lettere å lese, med en rett etterspørselskurve varierer elastisiteten langs kurven). Endringen i tilbudet flytter kvantumet som forbrukes kun fra q_1 til q_2 . Den stiplede oransje linjen skal representere situasjonen med mer elastisk etterspørsel. Med mer elastisk etterspørsel, skifter kvantumet fra q_1 til q_3 . Legg merke til at også skiftet fra q_1 til q_3 er mindre enn størrelsen på økningen i produksjonen, som er representert ved hvor mye tilbudet flytter seg mot høyre. Det vil være tilfelle så lenge etterspørselen er helt elastisk (representert med en helt flat etterspørselskurve), eller eventuelt hvis tilbudet er helt uelastisk.

Figuren viser betydningen av etterspørselstetisiteten. Betydningen av tilbudselastisiteten kan man illustrere på tilsvarende måte ved å enten skifte på en bratt tilbudskurve for å representere uelastisk tilbud, eller en slak tilbudskurve for å illustrere et elastisk tilbud. Dersom man flytter en bratt (uelastisk) tilbudskurve langs en etterspørselskurve, så blir endringen i forbruket mindre enn dersom man flytter en slak (elastisk) tilbudskurve langs den samme etterspørselskurven.

Det kan vises matematisk at det er *forholdet* mellom tilbuds- og etterspørselstetisiteten som er avgjørende. Hvis tilbudselastisiteten er større enn etterspørselstetisiteten, så vil økt norsk produksjon i hovedsak fortrenge produksjon andre steder, uten veldig stor virkning på forbruket av olje og gass. Det samme resonnerementet, med motsatt fortegn gjelder dersom norsk produksjon går ned – produksjon andre steder øker og fyller gapet. Vi sier at tilbudssidepolitikk i dette tilfellet har stor karbonlekkasje.

Hvis forbruket reagerer mer på endret pris enn produksjonen (tilbudselastisiteten er større enn etterspørselstetisiteten), så er konklusjonen motsatt. Tilbudssidepolitikk har da liten lekkasje og økt norsk produksjon gir økt global produksjon og forbruk.

I praksis reagerer både tilbud og etterspørsel av energi forholdsvis lite på endringer i pris, i hvert fall på kort sikt. Absoluttverdien på elastisitetene er mindre enn 1, det vil si at den prosentvise endringen i kvantum er lavere enn den prosentvise endringen i pris.

Som vi snart skal se, er det vanskelig å beregne etterspørsels- og tilbudselastisitetene presist. På etterspørselssiden er blant annet forekomsten av erstatninger (substitutter) av betydning, for eksempel fossilfri oppvarming eller transport. På tilbudssiden er et grunnleggende spørsmål hvilken rolle OPEC spiller på kort og lang sikt i forhold til andre produsenter. Det er imidlertid vanlig å anta at tilbudselastisiteten er større enn etterspørselstetisiteten. Det innebærer at politikk som reduserer tilbudet av fossil energi har større lekkasje enn politikk som reduserer etterspørselen. Likevel kan tiltak på tilbudssiden, også fra et enkeltland, ha effekt på globale utslipp.

2.1 Elementene som inngår i en beregning av netto forbrenningsutslipp

En korrekt og komplett beregning av netto utslipp på globalt nivå ved en endring i produksjon av olje og gass i Norge, må inneholde minst fem ulike elementer.

Det første elementet er de direkte utslippene fra forbrenning av produsert norsk olje og gass, mao. det vi omtalte som en forenklet tilnærming innledningsvis i kapittelet.

Det andre elementet er å analysere markedsresponsen fra forbrukere og andre produsenter ved endret norsk produksjon, slik vi omtalte i resten av forrige avsnitt. Hvor stor blir den netto endringen i forbruket av olje og gass globalt, og hvor mye økt produksjon i Norge fortrenger annen, utenlandsk produksjon av olje og gass? Den delen av den norske produksjonsøkningen som via globale energimarkeder motsvares av annen produksjon, må trekkes fra den første beregningen. Dette er spørsmålet om lekkasje. Hvor stor netto endring forbruket av olje og gass blir, er det viktigste og mest kompliserte spørsmålet i beregningen av netto forbrenningsutslipp.

Endringen i forbruk avhenger av forholdet mellom elasticiteten på tilbudssiden og etterspørsels-siden etter følgende formel:

$$\partial F = -\frac{\varepsilon_e}{\varepsilon_t - \varepsilon_e} \partial T,$$

der ∂F er endring i forbruk globalt (tegnet ∂ betyr her *liten endring*), ε_e er etterspørselselastisiteten, ε_t er tilbudselastisiteten, og ∂T er endringen i produsert mengde i Norge.

Fordi etterspørselen etter et produkt som regel går ned når prisen går opp, er etterspørselselastisiteten ε_e et negativt tall, mens ε_t er et positivt tall. Formelen viser at desto mer etterspørselen reagerer på en endring i pris, og desto mindre tilbudet reagerer, desto større blir effekten av endret produksjon, slik vi sa over.

Det er de langsiktige og fremtidige effektene av beslutninger om utvikling av nye oljefelt vi ønsker å analysere virkningen av. Derfor er det også de langsiktige og fremtidige etterspørsels og tilbudselastisitetene som er relevante å anslå.

Basert på formelen over, vil man komme frem til at økt norsk produksjon øker det globale forbruket, men ikke like mye som produksjonen øker.⁴ Deler av denne økningen i globalt forbruk vil erstatte energiforbruk fra andre kilder, mens deler vil bestå som en netto økning i energiforbruk. I hvor stor grad forbruk av olje og gass kan erstatte annen energiforbruk kalles substitusjonseffekten. Å fastslå den er det tredje elementet i beregningen av netto forbrenningsutslipp.

Det fjerde elementet i beregningen er å anslå utslippene fra den andre energibruken som erstattes av det økte forbruket av olje og gass.

Det femte og siste elementet i beregningen er å ta hensyn til at det er ulike utslipp fra produksjon og distribusjon av norsk olje og gass, og den utenlandske oljen og gassen vi i det andre leddet beregnet at delvis erstatter redusert norsk olje og gass.

2.2 Valg av relevant tidsperiode og scenarier

Hovedformålet med å vurdere de netto forbrenningsutslippene fra norsk petroleum, er å vurdere klimaeffekten av norsk petroleumspolitik, enten åpning av nye felt som gir økt produksjon, eller klimapolitikk der fremtidig olje og gassproduksjon reduseres, for eksempel gjennom å unnta visse områder fra leting.

Det vi er interesserte i er derfor ikke effekter på kort sikt av tiltak som virker umiddelbart, men de varige effektene av tiltak som først får en effekt på norsk oljeproduksjon om flere år, og

⁴ Unntaket er når ε_t er uendelig stor eller ε_e er nøyaktig null. Da blir effekten på globalt forbruk null.

deretter potensielt påvirker produksjonen i mange tiår. Vi drøfter to ulike scenarier, hver med to ulike tidshorisonter:

- Vårt basisscenario er basert på IEAs APS-scenario («Announced Policies»). Dette scenarioet er valgt fordi det er nærmest Rystad Energy (2023) i sin innretning og er relevant for analyser av netto utslippsvirkning i forbindelse med PUD, men i motsetning til Rystad Energy (2023) ser vi på effekten utover 2030-tallet heller enn for året 2030. Forskjellen i valg av analyseår har mindre betydning for resultatene enn forskjellen i de øvrige forutsetningene. Det er viktig å merke seg at dette scenarioet beskriver en verden som ikke er på vei mot å nå 1,5-gradersmålet.
- Vårt lavutslippsscenario ser på hvilken effekt økt norsk oljeproduksjon vil ha i en verden som er på vei mot å nå 1,5-gradersmålet. Det er basert på IEAs NZE-scenario (Net Zero Emissions). Dersom norske myndigheter tror på dette målet, og mener det skal være retningsgivende for vurderinger av petroleumpolitikken, er dette scenarioet det naturlige utgangspunktet.
- Vi drøfter også effekter på lengre sikt, mot 2040-2060, ved å utarbeide langtidsversjoner av de to scenarioene. Langtidsversjonene av scenarioene kan være relevante for en diskusjon av effekten av å unnta visse områder fra leting for på den måten å redusere tilbudet av olje og gass om 20-40 år. Disse versjonene av scenarioene er basert på IEAs tall for hhv. APS-scenarioet og NZE-scenarioet i 2050.

3 Endring i forbruket av olje og gass

Som beskrevet i kapittel 2 avhenger endringen i globale forbrenningsutslipp av hvordan energimarkedet responderer på en endret norsk petroleumsproduksjon, som igjen avhenger av etterspørsels- og tilbudselastisitetene. I dette kapitlet går vi gjennom forskning på elasticiteten i etterspørselen og tilbudet av olje, før vi basert på dette lager et anslag av hvor stor endring i forbruket av olje en gitt endring i norsk produksjon av olje gir. I den sammenheng går vi også gjennom resultater fra annen forskning om klimapolitikk rettet mot tilbudet av fossil energi, og sammenligner med vårt anslag og tidligere norske anslag. Deretter gjør vi det samme for gass. Vi har lagt vekt på å bruke oppdatert forskningslitteratur som kilde, og vi er åpne om alle våre kilder.

Dette kapitlet drøfter i utgangspunktet forbruksendringen i vårt basisscenario. Avslutningsvis ser vi på om det er grunn til å endre konklusjonene vi kommer til i et lavutslippsscenario eller et langtidsscenario.

3.1 Etterspørselastisiteter for olje og gass

Etterspørselastisiteten (eller mer presist, priselastisiteten til etterspørselen) er som nevnt definert som prosentvis endring i forbruk, ved én prosents økning i prisen. I de aller fleste tilfeller vil en økning i pris på en vare føre til en reduksjon i forbruket. Det vil si at etterspørselastisiteten er et negativt tall. Det kan skape en viss forvirring. Noen ganger rapporteres etterspørselastisitet som et absolutt tall, det vil si uten det negative fortegnet. I denne omtalen vil vi konsekvent ha med fortegnet. Etterspørselen kan noen ganger omtales som mer eller mindre elastisk, eller at elasticiteten er høy eller lav. Med mer elastisk og at elasticiteten er høy menes det at absoluttverdien er høy, det vil si at det er et høyere negativt tall. Er elasticiteten null, så sier man at etterspørselen er helt uelastisk, det vil si at forbruket ikke reagerer på pris i det hele tatt. Tall på elasticiteten på mellom 0 og -1 regnes som uelastisk etterspørsel, mens når elasticiteten er større enn -1, regnes etterspørselen som elastisk.

Det er bred enighet om at etterspørselen etter olje og gass er uelastisk også på lang sikt, det vil si at forbruksendringen er prosentvis mindre enn endringen i pris og elasticiteten er et sted mellom null og -1. Det har imidlertid mye å si akkurat hvor i det intervallet elasticiteten ligger. Det finnes ingen konsensus om størrelsen på etterspørselastisiteten av olje og gass. Litteraturen inneholder et spekter av anslag, basert på ulike metoder, geografisk analyseområde, tidsperioder og energiprodukter. Den mest omfattende oversikten over forskning på energietterspørsel og elasticiteter, Dahl Energy Demand Elasticity Database (Dahl C. A., 2011), inneholder om lag 2180 ulike forskningsartikler, og nye legges stadig til. Den store litteraturen gjør det mulig å gjennomføre metastudier, der man systematisk undersøker og sammenstiller konklusjonen i litteraturen. I en metastudie kan man blant annet ta hensyn til hvordan konklusjonene varierer etter metode, forskningsspørsmål og datagrunnlag/land.

Elasticiteten påvirkes av hvor lett det er å tilpasse sitt forbruk. Muligheten til å tilpasse forbruket på kort sikt er vesentlig lavere enn muligheten til å tilpasse seg på lengre sikt. For eksempel vil en periode med høye bensinpriser kanskje gjøre at man på kort sikt unngår unødvendige reiser med

bil, eller bruker litt mer kollektivtrafikk. På lengre sikt kan man imidlertid også reagere med å velge en mer drivstoffeffektiv bil eller en elbil, eller man kan bosette seg et sted eller ta en jobb som gir redusert reisevei. At man i USA har vesentlig større biler og en mer bilbasert kultur, kan i hvert fall delvis forklares som en langsiktig tilpasning til lavere bensinpriser enn vi har i Europa. Tilsvarende vil andre kilder til etterspørsel etter olje og gass, om det er til oppvarming, industri eller annen transport, kunne tilpasse seg mer med en lenger tidshorison. Det er derfor gode teoretiske grunner til å anta at elastisiteten er større på lang sikt enn på kort sikt. Det er, som vist under, også støttet av den empiriske forskningen, der artikler som ser på begge deler finner høyere elastisiteter på lang sikt.

I dette arbeidet er det elastisiteter på lang sikt som er relevant. Vi ønsker å finne ut hva effekten blir på utslipp etter at energimarkedene har tilpasset seg en endring i norsk petroleumsproduksjon. Det relevante er å se på tilpasningen over levetiden til det aktuelle oljefeltet man analyserer produksjonsendringen til. Det er endringer over mange tiår. I litteraturen om elastisiteter er det stor variasjon i hva som regnes som lang sikt. I noen tilfeller kan det være snakk om tidsperioden når effekten i en modell har stabilisert seg, som kan være så lite som ett år. Da fanger man ikke opp de tilpasningene som skjer gjennom investeringer som reduserer fremtidig forbruk. I andre tilfeller så er lang sikt ti år eller mer, som er mer relevant for våre formål.

3.1.1 Etterspørselastisitet til oljeprodukter og gass

Det finnes mange flere studier som ser på etterspørselastisiteten til ulike oljeprodukter, særlig bensin, enn på elastisiteten til råolje. Elastisiteten til sluttprodukter som bensin er lettere å forske på, da man for eksempel kan bruke mikrodata om forbrukeres endring i etterspørsel ved ulike endringer i pris.⁵ Elastisitetene man finner for sluttprodukter kan imidlertid ikke brukes direkte som anslag for elastisiteten til råolje.

Etterspørselastisiteten man finner for bensin vil være konsekvent høyere enn elastisiteten for råolje for de samme forbrukerne (Hamilton, 2009). Oljeprisen utgjør kun 30 prosent av sluttbrukerprisen i snitt i OECD, mens avgifter utgjør om lag halvparten og andre kostnader (raffinering, distribusjon m.m.) utgjør resten (OPEC, 2021). Det vil si at en endring i råoljeprisen på ti prosent gir en endring i sluttbrukerprisen på bensin på tre prosent, hvis avgiftene står stille.⁶ Etterspørselastisiteten måler endringen i etterspørsel for en gitt endring i pris. Det vil si at når man måler etterspørselastisiteten for bensin i et OECD-land, og antar at avgiftene ikke er i prosent, så vil etterspørselastisiteten for bensin i snitt være litt over 3 ganger større enn elastisiteten for olje. Hvor stor andel av sluttbrukerprisen oljeprisen utgjør vil variere mye mellom land og mellom ulike oljeprodukter. Ikke-OECD-land har typisk lavere avgifter på drivstoff enn OECD-land. Da vil elastisiteten til drivstoff være nærmere elastisiteten til olje. Veitransport utgjør litt under halvparten av oljeforbruket. For andre sluttbrukere er typisk skatteandelen vesentlig mindre. For fyringsolje er gjennomsnittlig avgiftsnivå på under 1/20 av det det er for bensin (OECD, 2019). For internasjonal luftfart og skipsfart er det som regel ingen avgifter i det hele tatt.

⁵ Hvis prisen på bensin øker fra 20 til 21 kroner, en prisøkning på 5 prosent, og man ser at det fører til at forbruket av bensin går ned med 1 prosent, så betyr det at elastisiteten er på -0,2.

⁶ Enkelte avgifter er utformet som en prosent av prisen. Det gjelder i Norge for eksempel for merverdiavgiften. Da blir sammenhengen mellom elastisiteten på bensin en annen. Men både i Norge og andre land er det også vanlig med avgifter som er et fast beløp, som da ikke varierer med oljeprisen. I tillegg vil raffineri- og transportkostnader typisk være mer faste enn oljeprisen alene.

Det ville vært mulig å lage et anslag på den samlede etterspørselastisiteten for råolje, ved å summere anslag på elastisiteter for ulike sluttprodukter fra ulike land ganget med oljeprisens andel av prisen på sluttproduktet og dette forbrukets andel av den globale oljeetterspørselen. Et slikt samlet anslag av etterspørselastisiteten kjenner vi dessverre ikke til om har blitt laget. Anslag på elastisiteter på oljeprodukter er likevel nyttige, da de sier noe om hvilken størrelsesorden man kan forvente at elastisiteten på råolje er. Det er lite trolig at elastisiteten til råolje kan være like høy som elastisiteten til oljeprodukter, eller lavere enn omtrent 1/3 av disse elastisitetene. Studier av etterspørselastisiteten til oljeprodukter kan også si noe om hva som er det sannsynlige forholdet mellom elastisiteter på kort og lang sikt.

Tabell 3.1 viser etterspørselastisiteter for ulike oljeprodukter fra et utvalg av litteraturstudier og metastudier. Tallet -0,26 betyr altså at dersom prisen stiger én prosent så synker etterspørselen 0,26 prosent, og tilsvarende for de andre tallene.

Tabell 3.1 Ulike anslag på etterspørselastisitet til oljeprodukter og gass fra litteraturstudier og metastudier

Kilde	Type anslag	Oljeprodukt	Elastisitet på kort sikt	Elastisitet på lang sikt
Espey (1998)	Metastudie	Bensin	-0,26	-0,58
Graham & Glaister (2004)	Litteraturstudie	Veidrivstoff	-0,25	-0,77
Brons et al. (2008)	Litteraturstudie	Bensin	-0,34	-0,84
Havranek et al. (2012)	Litteraturstudie	Bensin	-0,09	-0,31
Dahl (2012)	Litteraturstudie	Bensin	-0,34	
Dahl (2012)	Litteraturstudie	Diesel	-0,16	
Labandeira et al. (2017)	Metastudie	Bensin	-0,29	-0,77
Labandeira et al. (2017)	Metastudie	Diesel	-0,15	-0,44
Labandeira et al. (2017)	Metastudie	Fyringsolje	-0,02	-0,19
Labandeira et al. (2017)	Metastudie	Gass	-0,18	-0,68
Huntington et al. (2019)	Litteraturstudie	Bensin	-0,34	-0,58
	Vekstøkonomier			
Huntington et al. (2019)	Litteraturstudie	Diesel	-0,41	-0,50
	Vekstøkonomier			
Huntington et al. (2019)	Litteraturstudie	Gass	-0,23	-1,36
	Vekstøkonomier			

Kilde: Vista Analyse

Alle litteraturstudiene finner at etterspørselen etter oljeprodukter er relativt uelastisk, også på lang sikt. Hvis man forutsetter at elastisitetene for sluttprodukter er 2 til 3 ganger høyere enn etterspørselastisitet for råolje, så får man likevel en klart høyere etterspørselastisitet enn elastisiteten på -0,1 eller -0,11 som Rystad Energy brukte i sin beregning av forbrenningsutslipp fra norsk olje i henholdsvis (Rystad Energy, 2021) og (Rystad Energy, 2023).

Den siste større metastudien som ser på hele verden, Labandeira et al. (2017), analyserer resultatene fra 428 artikler, med totalt 966 anslag på kortsiktig elastisitet og 1010 anslag på langsiktig elastisitet for ulike energiprodukter. Den studien konkluderer blant annet med at de langsiktige etterspørselastisitetene typisk er rundt 3 ganger høyere enn de kortsiktige.

Denne artikkelen inneholder også estimater på etterspørselastisiteten for gass, som er anslått til -0,68. Formelt sett er dette den eneste kilden for etterspørselastisiteten for gass vi benytter, men den trekker altså sammen anslag fra underliggende 428 artikler. Dette er dessuten en mye sitert studie. Vi anser det som bedre å bruke et anslag fra en omfattende og anerkjent metastudie, enn å utarbeide et eget snitt av elastisiteter i fra et eget, mer avgrenset litteratursøk. Rystad Energy (2023) bruker et slikt egenprodusert snitt basert på ti utvalgte studier og konkluderer med at etterspørselastisiteten for gass er på -0,6. Det er ikke vesentlig forskjellig fra konklusjonen i Labandeira et al. (2017).

3.1.2 Anslag på etterspørselastisiteten til råolje

Vi vil først se på et utvalg enkeltstudier av elastisiteter i Tabell 3.2, før vi drøfter det fåtall metastudier som er gjennomført. Et enkelt snitt av *alle* studiene i tabellen som har anslag på den langsiktige elastisiteten gir en elastisitet på -0,27.

I tabellen er det også tatt med noen mye siterte studier som kun har anslag av den *kortsiktige* elastisiteten. I disse studiene kan kort sikt være så kort som en måned eller et kvartal, og inneholder derfor kun de mest umiddelbare tilpasninger. Den kortsiktige elastisiteten er ikke relevant å bruke direkte, men ettersom elastisiteten på lang sikt må være høyere, kan disse studiene brukes for å etablere en nedre grense for hva som er troverdige anslag på den langsiktige elastisiteten. Dersom man ekskluderer studiene med urealistisk lave anslag (her de med langsiktige elastisiteter på -0,05 eller lavere, dvs. vesentlig lavere enn det som er vanlig å anta for kortsiktige elastisiteter), så får man et snitt på -0,3.

Studiene i Tabell 3.2 underbygger med andre ord ikke konklusjonen til Rystad (2023) om at etterspørselastisiteten på lang sikt er så lav som -0,11. Det gjelder uavhengig av om man ekskluderer de studiene med urealistisk lave anslag eller om man tar snittet av alle studier. I tabellen er de fem studiene som er omtalt i Rystad (2021) markert med én stjerne, mens de som også er omtalt Rystad (2023) er markert med to stjerner. Vi ser at disse har mellom null og 38 siteringer i senere litteratur, mot 549 for Kilian og Murphy (2014) og 223 for den ferske artikkelen til Baumeister og Hamilton (2019), som begge rapporterer betydelig høyere elastisitet i tallverdi på kort sikt. I tillegg omtaler rapportene til Rystad enkelte rapporter fra IMF, IEA o.l. som ikke er med i tabellen.

Tabell 3.2 Ulike anslag av etterspørselastisiteten til olje

Artikkel	Type studie, region	Antall siteringer ⁷	Elastisiteter
Askari & Krichene (2010)*	Strukturell modell, verden	40	-0,002 (kort sikt) -0,03 (lang sikt)
Behmiri & Manso (2012)**	Panelanalyse, OECD	45	-0,05 (lang sikt)
Tsirimokos & Maroulis (2016)**	Panelanalyse, 13 land	-	-0,02 (kort sikt) -0,09 (lang sikt)
Fawcett & Price (2012)*	Panelanalyse, 53 land	-	-0,07 til -0,15 (lang sikt)
De Schryder & Peersman (2015)**	Panelanalyse, verden	26	-0,12 til -0,15 (lang sikt)
Caldara, et al. (2019)	Strukturell VAR, verden	106	-0,14 (kort sikt)
Huntington et al. (2019)** ⁸	Litteraturstudie, 5 fremvoksende land	38	-0,15 (lang sikt)
Eleyan et al. (2021)**	Time-varying cointegration BRICS-landene	7	-0,16 (lang sikt)
Javan & Zahran (2015)**	Panelanalyse, 25 land	26	-0,04 (kort sikt) -0,17 (lang sikt)
Altinay (Altinay, 2007)	ARDL, Tyrkia	52	-0,10 (kort sikt) -0,18 (lang sikt)
Fournier et al. (2013)	Simultan modell, verden	10	-0,17 (lang sikt)
Cooper (2003)	Multiple regresjon, 23 land	112	-0,05 (kort sikt) -0,21 (lang sikt)
Kilian & Murphy (2014)	Strukturell VAR, verden	549	-0,26 (kort sikt)
Krichene (2005)*	Simultan modell, verden	51	-0,27 (lang sikt)
Baumeister & Hamilton (2019)	Strukturell VAR, verden	223	-0,35 (kort sikt)
Golombek et al. (2018)	Simultan modell, verden	17	-0,35 (lang sikt)
Xiong & Wu (2008)	Error correction Model, Kina	18	-0,37 (lang sikt)
Dash et al. (2018)	Strukturell VAR, India	22	-0,43 (lang sikt)
Gatley & Huntington (2002)	Panelanalyse, 96 land	593	-0,56, -0,18 (lang sikt OECD, ikke-OECD)
Balke & Brown (2018)	DSGE-modell, verden	19	-0,18 (kort sikt) -0,51 (lang sikt)
Genc (2017)	Strukturell modell, verden	7	-0,60 (kort sikt)
Ghosh (2009)	ARDL, India	181	-0,63 (lang sikt)

Kilde: Vista Analyse

⁷ Antall siteringer er hentet fra RePEc/IDEAS eller fra tidsskriftets nettside. For to studier oppgir disse kildene null akademiske siteringer.

⁸ Rystad (2023) viser til Huntington et al. (2019) i sin sammenstilling av elastisiteter til gassetterspørselen, men ikke i sammenstillingen av elastisiteter til olje. Det er uvisst av hvilken grunn da denne artikkelen tilfredsstillende kriteriene de bruker.

Utvalget av studier i Rystad (2023) fremstår som skjevt. Rapporten beskriver åtte kriterier for å inkludere studier i sin gjennomgang av elastisiteter. Flere studier i tabellen over tilfredsstillende Rystads kriterier uten å være med, mens én av studiene Rystad bruker, ikke tilfredsstillende deres egne kriterier, men er likevel med. Flere av kriteriene er vilkårlige og utelukker relevante studier av god kvalitet.⁹ Flere av artiklene som inneholder anslag av elastisiteten på lang sikt finner elastisiteter som er vesentlig høyere enn de studiene som refereres til i Rystad (2023). Mange av de øvrige studiene er dessuten mer sitert og må forventes å ha høyere vitenskapelig kvalitet enn de Rystad (2021) og (2023) valgte. En siste, og for oss avgjørende kritikk er at Rystads rapporter ikke bruker metastudier som kilde. Hvorfor basere seg på et tilfeldig utvalg enkeltstudier når det finnes forfattere som nøye har analysert hva man kan si om elastisiteten når man tar hele verdenslitteraturen i betraktning, og korrigerer for forskjeller i datagrunnlaget til de ulike studiene?

Artiklene referert til i Tabell 3.2 ser hovedsakelig på etterspørselastisiteten for hele verden under ett eller til en stor gruppe land samtidig. Det er metodisk krevende. Hva man konkluderer at etterspørselastisiteten er, avhenger generelt av hvordan man identifiserer og skiller etterspørsel fra tilbud. Man må finne en måte å identifisere eksogene sjokk i tilbudet, som gir et skift langs etterspørselskurven. En endring i pris og forbrukt kvantum alene er ikke nok til å anslå etterspørselastisitet, da endringene i kvantum kan være forårsaket av endringer i tilbud eller etterspørsel. Å finne et plausibelt eksogent sjokk for verden som helhet, er vanskeligere enn å finne et sjokk i et enkeltland. Derfor er det enklere å lage anslag for elastisiteten i enkeltland. Ved å aggregere mange studier fra enkeltland til verden som helhet, kan man få anslag på den samlede etterspørselastisiteten som bedre reflekterer de samlede resultatene i forskningen.

Tabell 3.3 viser funnene fra tre slike studier. De to første er litteraturstudier som ser på henholdsvis vekstøkonomier utenfor OECD, og OECD land. Den tredje artikkelen er en metastudie, som aggregere funnene fra 75 ulike forskningsartikler, som i sum dekker så godt som hele verden. Den finner at det beste anslaget på etterspørselastisiteten for olje på lang sikt er $-0,26$ (Uría-Martínez, Leiby, Oladosu, Bowman, & Johnson, 2018). I denne rapporten rapporteres det også hva som i snitt regnes som lang sikt i de underliggende studiene (om lag 10 år), og det beregnes ut ifra variasjonen i lengde på tilpasningsperiode i ulike studier at hvert år tilpasningsperioden forlenges, så økes i snitt etterspørselastisiteten med litt over $-0,01$.

⁹ Rystad ser kun på studier fra etter 2008. Selv om nyere studier er å foretrekke, er dette en vilkårlig avgrensning, særlig siden mange nyere studier i stor grad baserer seg på tidsserier som hovedsakelig er fra før 2008.

Studier om enkeltland er ekskludert, med unntak av studier med fokus på USA fordi USA er en så vesentlig konsument av oljemarkedet. Studier av enkeltregioner er ikke ekskludert. Studier fra store enkeltland som Kina og India bør basert på den logikken også anses relevante. Se også hovedteksten.

Rystad ser i liten grad på working papers. Å være publisert i et tidsskrift og fagfellevurdert er ikke en garanti for kvalitet. Det er mer relevant å konkret vurdere metodene som er brukt, eventuelt antall siteringer. Litteratur fra organisasjoner som IMF og IEA, som Rystad bruker, bruker i noen tilfeller enklere metoder som ikke er i tråd med den mest oppdaterte forskningen, og kan således være mindre troverdig enn akademiske kilder. Når flere rapporter fra samme organisasjon som bruker samme metode tas med gir det dessuten unødig stor vekt til det som i realiteten er ett anslag som er oppdatert.

Tabell 3.3 Litteraturstudier og metastudier om etterspørselastisitet til olje

Artikkel	Type studie/modell	Anslag på elastisiteten
Huntington et al. (2019)	Litteraturstudie	-0,07 (kort sikt)
	Vekstøkonomier	-0,15 (lang sikt)
Dahl & Roman (2004)	Litteraturstudie	-0,11 (kort sikt)
	OECD-land	-0,43 (lang sikt)
Uría-Martínez et al. (2018)	Metaanalyse	-0,07 (kort sikt)
	Hele verden	-0,26 (lang sikt)

I de videre beregningene vil vi bruke anslag på langsiktig etterspørselastisitet fra metastudier. Vi bruker Uría-Martínez et al. (2018) som hovedcase for olje, og estimatet fra Labandeira et al. (2017) (se Tabell 3.1) som hovedcase for gass. Vi mener dette er de beste anslagene å bruke, da systematiske metastudier basert på mange titalls underliggende forskningsartikler som utgjør hele bredden av litteraturen, gir et bedre grunnlag enn å ta snittet av et mindre antall studier funnet i et mer avgrenset litteratursøk.¹⁰ Konklusjonen i Uría-Martínez et al. (2018) ligger dessuten tett opp til snittet av enkeltstudier vist til i Tabell 3.2. Endelig merker vi oss at elastisiteten for olje i Uría-Martínez et al. (2018) er mellom $\frac{1}{3}$ og $\frac{1}{2}$ av elastisitetene som Labandeira et al. (2017) kommer fram til for bensin og diesel. Det gir økt troverdighet til anslaget.

I omtalen av etterspørselastisiteter har vi så langt behandlet dette som et fast tall. Det er en vesentlig forenkling. I de fleste tilfeller vil elastisiteter være et punktestimat på et sted på etterspørselskurven, og som regel vil elastisiteten variere når prisen går opp eller ned. Når man aggregere mange ulike funn, så produserer man et gjennomsnitt over de prisnivåene den underliggende litteraturen har sett på.

I omtalen så langt har vi også behandlet elastisiteten som symmetrisk, det vil si at forholdet mellom endret pris og endret etterspørsel er like når prisen øker som når den går ned. Det finnes forskning som utfordrer den antakelsen, basert på at høye priser gir irreversible nedganger i etterspørsel (Gately & Huntington, 2002), (Griffin & Schulman, 2005) og (Huntington, 2010). Det har i så fall flere konsekvenser. For det første kan det bety at etterspørselastisiteter som er anslått ved å se på endringer i kvantum og pris, uten å ta hensyn til denne asymmetrien, har for lave anslag på elastisiteten når prisen øker. For det andre så vil det i så fall bety at man vil få en større utslippsreduksjon ved redusert norsk oljeutvinning, enn man vil få økning i globale utslipp ved en økning i norsk produksjon.

I artiklene vi har referert, beregnes kort- og langsiktig elastisitet på grunnlag av historiske erfaringer. Det er grunn til å tro at både den kort- og langsiktige elastisiteten vil være annerledes i 2035 og 2050 enn den har vært historisk. Dette har delvis å gjøre med at forbrukerprisene er på vei oppover i det lange perspektivet. I tillegg skyldes det at utvalget av erstatninger, nære substitutter, for olje- og gassholdig forbruk forbedres over tid. Vi kommer nedenfor tilbake til hvordan disse forholdene påvirker vår analyse i lavutslippsscenarioet og de to scenarioene på lang sikt.

¹⁰ En relevant kritikk mot Uría-Martínez et al. (2018) er at det er et Working Paper, og er således det man regner som «grålitteratur» som ikke ennå er fagfelleurdert. Det snittet Rystad Energy har utarbeidet, eller for den saks skyld det snittet vi selv har utarbeidet i denne rapporten, er også ikke-fagfelleurdert grålitteratur. Vi mener en systematisk metastudie, som baserer seg på et høyt antall fagfelleurderte forskningsartikler, og som fremstår å være av høy forskningsmessig kvalitet, er mer troverdig en både Rystad Energy og vårt eget snitt av funn i litteraturen. Dessuten virker anslaget rimelig i lys av annen informasjon vi har.

3.2 Tilbudselastisiteten til olje

Tilbudselastisiteten er definert på samme måte som etterspørselastisiteten, det vil si hvor mye tilbudet endres i prosent for en én prosents økning i pris. Tilbudselastisiteten er, i motsetning til etterspørselastisiteten, vanligvis et positivt tall fordi økt pris gir økt tilbud.

Mens det finnes en stor litteratur som anslår etterspørselastisitet på kort og lang sikt, inkludert flere litteraturstudier og metaanalyser, er litteraturen om tilbudselastisitet på lang sikt vesentlig tynnere og mer sprikende. I makromodeller som prøver å analysere dynamikken i oljemarkedet, er det vanlig å anta at tilbudet på kort sikt enten er helt uelastisk (Kilian, 2009), eller svært lite elastisk (Caldara, Cavallo, & Iacoviello, 2019) (Baumeister & Hamilton, 2019). Dette skulle i tilfelle bety at ingen andre produsenter reagerer dersom Norge øker produksjonen, eller at andre produsenter kun reagerer i svært begrenset grad. Lavere norsk produksjon blir dermed et klimatiltak med liten lekkasje, mens økt produksjon gir relativt store økte utslipp globalt. Dette resonnementet er likevel til liten hjelp for våre formål, da det er nødvendig å undersøke elastisiteten på lang sikt for å se hvilken effekt en endring i norsk produksjon vil få. De kortsiktige tilbudsideelastisitetene det er snakk om i denne litteraturen er i hovedsak tilpasninger på en tidsskala fra én måned til noen kvartaler.

Antakelsen om svært lav tilbudselastisitet på kort sikt er støttet av forskning som blant annet viser at produksjon fra eksisterende brønner tilnærmet ikke reagerer på endret pris, mens boreaktivitet i nye og eksisterende brønner gjør det (Anderson, Kellogg, & Salant, 2018). Et relevant spørsmål er da hvor stor effekt en prisøkning har på bore- og leteaktivitet, samt hvor stor effekt økt bore- og leteaktivitet har på produksjon på lang sikt. Det drøftes i avsnitt 3.2.1.

3.2.1 Elastisitet i leting og boring

Tabell 3.4 oppsummerer funn fra åtte ulike forskningsartikler om effekten økt pris har på ulike former for oljeaktivitet.

Tabell 3.4 Anslag på elastisiteten til boring eller leting etter olje

Kilde	Land	Type elastisitet	Nivå på elastisitet
Ahlvik et al. (2022)	Verden	Leting	1,96
Anderson et al. (2018)	USA	Boring	0,73
Brown et al. (2020)	USA	Utvikling av felt/boring	0,53
Mohn & Osmundsen (2004)	Norge	Leting	0,41
Newel & 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
Toews & Naumov (2015)	Verden	Boring	0,40
Aaastveit et al. (2021)	USA skiferolje	Boring	0,6-0,96
Uvektet snitt			0,81
Vektet snitt			1,02
Vektet snitt uten ekstremverdier			0,71

Kilde: Vista Analyse

Det er et betydelig spenn i anslagene, fra 0,33 (Rao, 2018) til 1,96 (Ahlvik, Andersen, Hamang, & Harding, 2022).

En del av variasjonen kan forklares ved at det er oljeaktivitet i ulike land som analyseres. Ringlund et al. (2008) lager ulike anslag for ulike verdensregioner, og finner at elastisiteten i riggaktivitet varierer fra 0,51 i Asia/Stillehavet, til 1,86 i Canada. Det er likevel en del variasjon som ikke kan forklares ut fra geografi. Det ser man tydelig på tallene for USA, som det er flest anslag for. Disse varierer fra 0,33 i (Rao, 2018) og 0,53 i Brown et al. (2020), til 1,28 i Ringlund et al. (2008). Denne variasjonen i anslag på tilbudselasticitet for USA skyldes heller ikke at noen ser på skiferolje, mens andre ser på konvensjonell oljeproduksjon eller på både konvensjonell produksjon og skiferolje-produksjon.

En mer nærliggende forklaring på variasjonen i elastisitetene er at de ulike artiklene har ulike metoder og datakilder, samt ser på ulike elastisiteter. Noen ser på effekten prisendringer har på leting, mens andre ser på boring i eksisterende og nye felt. Hvilken betydning en gitt endring i lete- eller boreaktivitet har for langsiktig produksjon er heller ikke rett frem å anslå. Det er hvor mye produksjonen øker som er relevant for våre formål, og hvis de ekstra brønnene som bores ved høye priser har lavere produktivitet enn eksisterende brønner, vil elastisitetene i oversikten overvurdere effekten. Enkelte av artiklene tar hensyn til det, for eksempel Newel & Prest (2019), som modellerer produktiviteten og produksjonsprofilen til både konvensjonelle og skiferoljebrønner, for å omgjøre responsen de finner i boreaktivitet til en langsiktig tilbudselasticitet. Andre artikler har en enklere tilnærming, eller ser ikke spesifikt på hva den endelige tilbudselasticiteten blir. Det er også relevant å vurdere hvilken effekt høyere bore- og letekostnader har, noe vi drøfter nærmere i avsnittene 3.2.2 og 3.2.5.

Som nevnt er den kortsiktige responsen i oljemarkedet dominert av eksisterende felt, der produksjonen i liten grad reagerer på pris, og på mellomlangsigte boring av nye brønner i eksisterende felt. Den langsiktige responsen vil være en blanding av responsen i leting og boring, som anslått over, og de eksisterende feltene som fortsatt produserer. Det er først på svært lang sikt at elastisiteten for leting og boring av nye felt er representativ for tilbudet som helhet. Inntil da vil markedet ha en lavere elastisitet enn leting og boring isolert sett vil ha. Ytterligere et kompliserende moment i diskusjonen er at oljemarkedet har en dominerende aktør, OPEC, som søker å kontrollere tilbudssiden (se avsnitt 3.2.4).

Det store spennet i anslag gjør det vanskelig å vite hvilket anslag som skal brukes. Tabellen inneholder et enkelt snitt av alle anslagene, samt et vektet snitt. Det vektete snittet er basert på gjennomsnitt for hver region/land, som deretter vektet etter andel av verdens oljeproduksjon utenom OPEC+ i 2021. En fordel med det vektete snittet, er at det tar hensyn til variasjonen mellom land i tilbudsrespons. Ulempen er at det kun er tre artikler som ser på tilbudsresponsen i alle land, og én av disse (Ahlvik, Andersen, Hamang, & Harding, 2022) skiller seg klart ut fra resten av litteraturen i å anslå en høy elastisitet. Fordi dette anslaget inngår i snittet for alle enkeltlandene/regionene, får det særlig stor innvirkning på det endelige resultatet.¹¹ Dersom det beregnes et vektet snitt uten det høyeste og laveste anslaget (Rao, 2018), finner man at det er på 0,71.

¹¹ Betydningen av dette ene anslaget på det vektete snittet kan illustreres ved å se på beregnet snitt for enkeltland. For USA, der det finnes syv ulike anslag, inkludert Ahlvik et al. (2022), får det ene anslaget liten betydning. Det gjør at snittet av elastisiteter for USA blir lavere enn for alle de andre regionene. Det er på tross av at Ringlund et al. (2008), som sammenligner elastisiteten i ulike regioner, finner at den er nest høyest i USA.

3.2.2 Betydningen av skiferolje

Et mye debattert tema innen oljemarkedet, er hvilken betydning skiferolje og hydraulisk oppsprekking i USA har hatt.¹² Det er utvilsomt at skiferoljerevolusjonen i USA har bragt store volumer med olje på markedet fra omkring 2010 til i dag. Det betyr ikke nødvendigvis at oljemarkedets virkemåte har endret seg. Det har stadig i oljehistorien vært nye regioner og teknologier som har kommet til. Utviklingen av oljeproduksjonen i Nordsjøen på 1970 og 1980-tallet er et slikt eksempel. Det kan sees på som at tilbudskurven flyttes utover, men trenger ikke å innebære at tilbudselastisiteten endrer seg på lang sikt. I Rystad Energy (2021) argumenteres det for at tilbudselastisiteten i 2015, tidlig i skiferoljeperioden, var på rundt 0,2, mens den i 2021 har økt til rundt 1. Det er basert på Rystad Energys egnen kostnadskurve for det globale oljemarkedet.

Annen litteratur drøfter om skiferolje påvirker hvordan oljemarkedet fungerer på kort sikt. Skiferolje kjennetegnes ved at det er relativt lave kostnader forbundet med å opprette produksjon fra en ny brønn, at produksjonen begynner etter kort tid, og at nivået på produksjonen er høy en kort periode før den faller vesentlig raskere enn for konvensjonell oljeproduksjon. En hypotese er at disse kjennetegnene gjør at skiferoljeproduksjon bidrar til å dempe svingninger i oljemarkedet, ved å raskt kunne reagere på endret tilbud og etterspørsel i resten av verden. Bornstein, Krusell og Rebelo har for eksempel en modell der skiferolje øker både den totale produksjonen av olje og tilbudselastisiteten, mens prisvolatiliteten til olje går ned (Bornstein, Krusell, & Rebelo, 2023). De viser imidlertid til at det ikke har gått lang nok tid siden starten av skiferoljerevolusjonen til slutten av deres dataperiode (2019), til å ha et sikkert empirisk grunnlag for å vurdere effekten skiferoljerevolusjonen.

Foroni & Stracca finner derimot at skiferoljerevolusjonen i USA ikke har endret tilbudselastisiteten i det globale oljemarkedet (Foroni & Stracca, 2022). Begrunnelsen er at et mer elastisk tilbud i USA har blitt motsvart av mindre elastisk tilbud fra Saudi Arabia. Det illustrerer betydningen av å se på oljemarkedet som helhet, ikke bare enkeltland. OPECs adferd er drøftet i mer detalj i avsnitt 3.2.4.

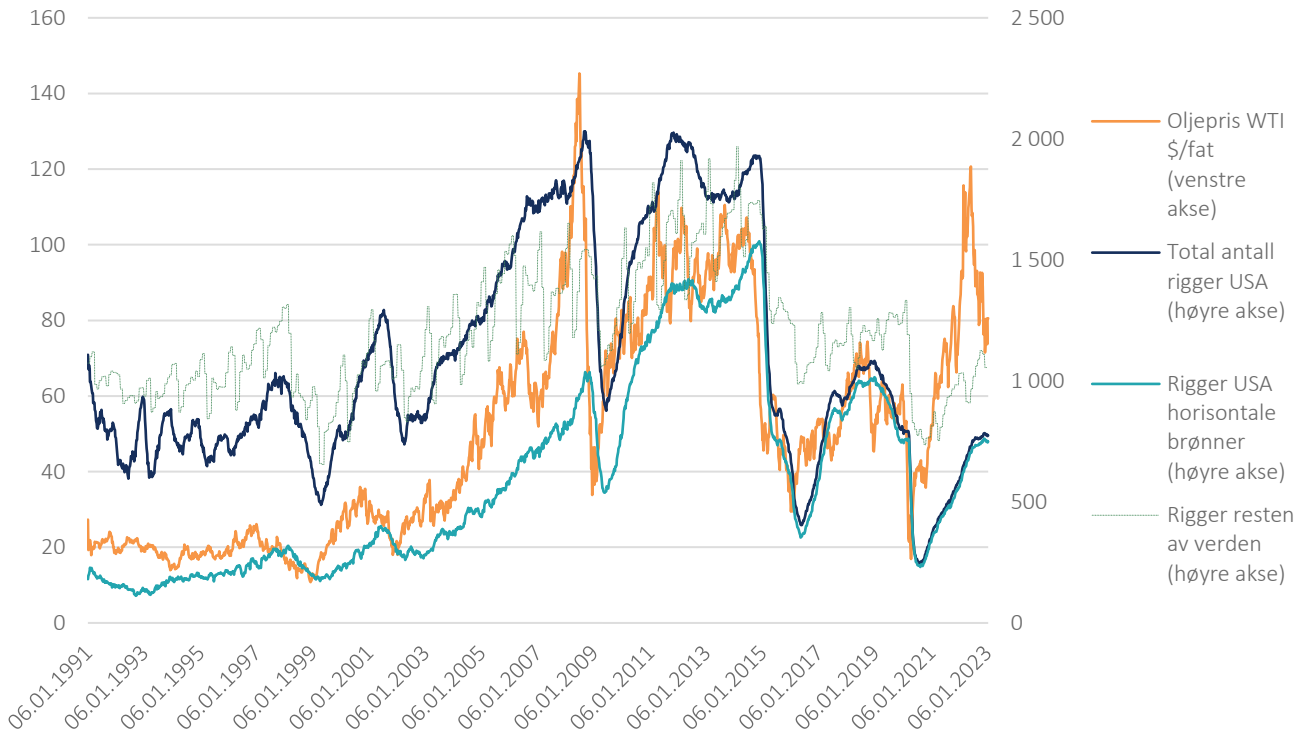
Det avgjørende for våre formål er ikke om skiferolje demper svingninger på kort sikt i oljemarkedet eller ikke, men om den langsiktige tilbudselastisiteten påvirkes. Som nevnt er skiferolje preget av raskt fall i produksjonsvolumer fra den enkelte brønn, slik at stadig nye brønner må bores for å opprettholde produksjonen. Det kan tilsi at effekten på lang sikt er mindre betydningsfull enn effekten på kort sikt. Det er dessuten tvil om hvor varig effekt skiferoljerevolusjonen vil ha på oljemarkedet. BP Energy Outlook 2023 spår at skiferoljeproduksjonen i USA vil begynne å falle i 2030-tallet fordi de mest produktive områdene vil være utvunnet (BP, 2023). Dersom det er en riktig antakelse, så vil en eventuell effekt skiferolje har hatt på oljemarkedet være forbigående, og ikke relevant for denne rapportens formål. Det internasjonale energibyrået spår imidlertid økt skiferoljeproduksjon i USA også etter 2030 (IEA, 2022).

Forskning på effekten av skiferolje, og Rystad Energys rapporter, bruker nødvendigvis data som allerede er noen år gamle. Det har blitt rapportert i media at skiferoljeprodusenter i USA er vesentlig mer forsiktige i å investere i økt produksjon i møte med høye priser etter det plutselige prisfallet i 2020 (FT, 2022). I perioden fra 2010 til 2020 gikk store deler av skiferoljeindustrien med tap samlet sett, tross høy produksjon og perioder med høye priser. Det skal ha ført til krav

¹² Hydraulisk oppsprekking, kalt hydraulic fracking eller kun fracking på engelsk, er en metode for å produsere olje og gass fanget i skifer.

fra investorer om mer kapitaldisiplin og kostnadskontroll. Dersom det stemmer at skiferoljeprodusentene har endret sin adferd, så kan det tilsa at en eventuell økning i den samlede tilbudselas-tisiteten i oljemarkedet har vært forbigående.

Figur 3.1 Antall aktive rigger i USA og verden (ukentlig) og oljepris i USD (WTI)



Kilde: Baker Hughes og Vista Analyse

Ut fra Figur 3.1 ser det ut som om antallet rigger i USA siden 2020 øker mindre raskt når oljeprisen øker. Figuren oljeprisen og antall aktive rigger i USA og verden fra 1991 til i dag. For USA har vi tatt med både totalt antall rigger og antall rigger som kan bore horisontale brønner. Horisontale brønner brukes ved utvinning av skiferolje, sammen med hydraulisk oppsprekking. Horisontale brønner eksisterte også før dette, men den store veksten i horisontale brønner de siste 20 årene faller i stor grad sammen med fremveksten av skiferolje. Av figuren kan man se at horisontale brønner utgjorde en liten andel av det totale antall rigger frem til rundt 2010, som gjerne dateres til starten på skiferoljerevolusjonen. Videre ser man at antall rigger i USA varierer i takt med oljeprisen.

Iliescu (2018) konkluderer med at det er en årsakssammenheng mellom oljepris og antall rigger, og med at dette forholdet endrer seg mellom 2005 og 2010.

Av særlig interesse for denne rapporten er hvorvidt dette forholdet endrer seg motsatt vei rundt 2020, noe som ikke har blitt undersøkt i forskningen ennå, men har blitt omtalt i media (FT, 2022). Av figuren kan det altså se ut som om økningen i antall rigger etter 2020 er mindre markant enn for tidligere episoder med tilsvarende høye oljepriser. En naturlig forklaring er at operatørene og deres finansielle bakmenn har brent seg etter tidligere tap og det har satt et høyere prisgulv før tilbudssiden reagerer. Vi har foretatt en økonometrisk test som kan indikere at det er et skift i forholdet mellom oljepris og antall rigger som inntreffer rundt 2020. Dette er imidlertid et spørsmål som må sees på i mer detalj for å kunne konkludere sikkert.

3.2.3 Modellbaserte anslag på tilbudselastisiteten

En annen tilnærming til tilbudselastisitet enn å basere seg på mikroøkonomiske studier av individuelle aktørers leting og boring, er å ta utgangspunkt i makromodeller, og ut fra det estimere verdens samlede tilbudselastisitet for olje. Noen eksempler på det er Krichene (2002), Askari & Krichene (2010), Allaire & Brown (2012) og Balke & Brown (2018). Disse finner langsiktige tilbudselastisiteter på hhv. 0,1, -0,48,¹³ 0,51 og 0,55.

Disse anslagene er klart lavere enn snittet av anslagene i avsnitt 3.2.1. En grunn til det kan være at disse modellene får med betydningen av at en stor del av verdens oljeproduksjon er under kontroll av nasjonale oljeselskaper (særlig i OPEC), som ikke oppfører seg som aktører i fri konkurranse. Det temaet er drøftet i neste avsnitt.

3.2.4 Betydning av OPEC i oljemarkedet

Et kompliserende element er at oljemarkedet er preget av OPECs og særlig Saudi Arabias innflytelse. Det har allerede blitt vist til forskning som indikerer at endret markedsadferd fra Saudi Arabia kan ha motvirket effekten skiferolje har på den samlede tilbudselastisiteten (Feroni & Stracca, 2022). OPECs rolle i markedet er imidlertid et omstridt tema, med sprikende analyser i forskningslitteraturen. Det er klart at OPEC, og særlig Saudi Arabia, ønsker å ha ledig produksjonskapasitet, og bruker denne produksjonskapasiteten til å stabilisere oljemarkedet på kort sikt. Det er imidlertid ikke denne typen kortsiktig stabilisering som er relevant for denne rapporten, men hvordan OPEC velger å tilpasse sin produksjon over tid.

OPEC opererer ikke som en pristagende produsent (Hansen & Lindholt, 2008), men er heller ikke en monopolist som fritt kan velge det kvantum å produsere som maksimerer langsiktig profitt, uten å ta hensyn til andre markedsaktører. OPEC beskrives ofte som et kartell, men det er uklart om organisasjonen er godt nok koordinert til å alltid fungere som det. Akkurat hvordan OPEC og dets medlemsland opererer er noe det ikke er enighet om i forskningslitteraturen, og sannsynligvis heller ikke noe som er fast til enhver tid (Fattouh & Mahadeva, 2013).

De 13 OPEC-landene står for litt under 40 prosent av verdens oljeproduksjon, og om lag 80 prosent av de påviste reservene. Den utvidede OPEC+ gruppen, der også 11 andre land inkludert Russland inngår, står samlet for over halvparten av verdens oljeproduksjon. Hvordan disse landene reagerer på endret pris har derfor stor betydning for den samlede tilbudselastisiteten i oljemarkedet.

Hvis man antar at OPEC-landene ønsker å holde en fast markedsandel, så vil det tilsi at de må øke kvantum tilsvarende det andre produsenter gjør, og den samlede elastisiteten i oljemarkedet blir da lik tilbudselastisiteten til alle ikke-OPEC produsenter. Det er imidlertid ikke klart hvorfor det vil være optimalt for OPEC å ha en fast markedsandel som mål, og selv om det har vært episoder der OPEC virker å ha lagt vekt på markedsandeler, er det ikke en beskrivelse som passer organisasjonens strategi over tid.

¹³ Askari & Krichene (2010) finner altså at tilbudselastisiteten er *negativ*. Det er et uvanlig funn. Den samme studien konkluderer også med at etterspørselastisiteten er positiv i enkeltperioder. Det betyr at høyere priser gir *lavere* tilbud og *tidvis høyere* etterspørsel. Disse oppsiktsvekkende resultatene er grunn til å ikke feste lit til denne studien. Denne studien er blant de ti forskningsartiklene Rystad Energy (2023) bruker til å fastsette etterspørselastisiteten. Rystad Energy viser derimot ikke til denne studien i fastsettelsen av tilbudselastisiteten, på tross av at de to elastisitetene fremkommer av den samme modellen.

Hvis man derimot antar at OPECs tilbud er helt uelastisk, så vil man grunnet deres nåværende markedsandel måtte mer enn halvere anslaget man har av tilbudselasticiteten fra ikke-OPEC land for å få den samlede elasticiteten til hele verdens oljetilbud. En modell som kan være forenlig med et tilnærmet uelastisk tilbud på sikt er at OPEC er en dominant aktør med en «competitive fringe» av ikke-OPEC aktører. Som en dominant aktør vil OPEC da sette en pris som maksimerer inntekter over tid, vel vitende om at prissettingen kan føre til et gradvis tap av markedsandeler. En artikkel som konkluderer med at denne modellen passer OPECs observerte adferd er Golombek et al. (2018). Hvinden har en modell som gir lignende resultater (Hvinden, 2019).

Andre teorier om OPECs adferd vil kunne gi vesentlig større innvirkning på tilbudselasticiteten. Et eksempel er teorien om at landene i OPEC har et fast inntektsmål, blant annet for å finansiere offentlige utgifter. En slik modell tilsier lavere produksjon når prisen er høy, og høyere produksjon når prisen er lav, det vil si en *negativ* tilbudselasticitet. Det store flertallet av studier støtter ikke en slik modell av OPECs adferd.¹⁴

3.2.5 Fremtidig dynamikk i oljemarkedet

Hittil har alle vurderinger om tilbudssideelasticiteter tatt utgangspunkt i historiske data og vurderinger. Det kan være grunner til å vurdere om det er hensiktsmessig. Forbruket av olje var stabilt økende over mange tiår, men har ligget flatt siden 2019. Det kan selvfølgelig delvis forklares av innvirkningen av Covid-19-pandemien, men flere aktører forventer fortsatt mer eller mindre flatt forbruk frem til etter 2030, etterfulgt av fallende forbruk en gang ut på 2030-tallet. Det ser man blant annet i BPs prognoser (BP, 2023). IEA har to scenarier der forbruket av olje øker noe de neste årene, men også de spår fallende forbruk i to av tre scenarier fra og med rundt 2030 (IEA, 2022). Det fallende forbruket antas drevet av etterspørselen, ikke mangel på olje eller andre forhold ved tilbudet.

En forventning om fallende etterspørsel på sikt kan gi en annen dynamikk i oljemarkedet, der private oljeselskaper er forsiktige med å foreta investeringer i ny produksjon med lang levetid, selv om dagens oljepris er høy. Tendenser til en slik adferd ser man allerede anekdotiske tegn på i oljemarkedet. En annen effekt av en forventning om fallende etterspørsel kan være at produsenter fremskynder produksjon, noe som kan gi opphav til det som har blitt kalt det grønne paradokset (Sinn, 2012), som har blitt brukt som argument for klimapolitikk rettet mot tilbudet av fossil energi.

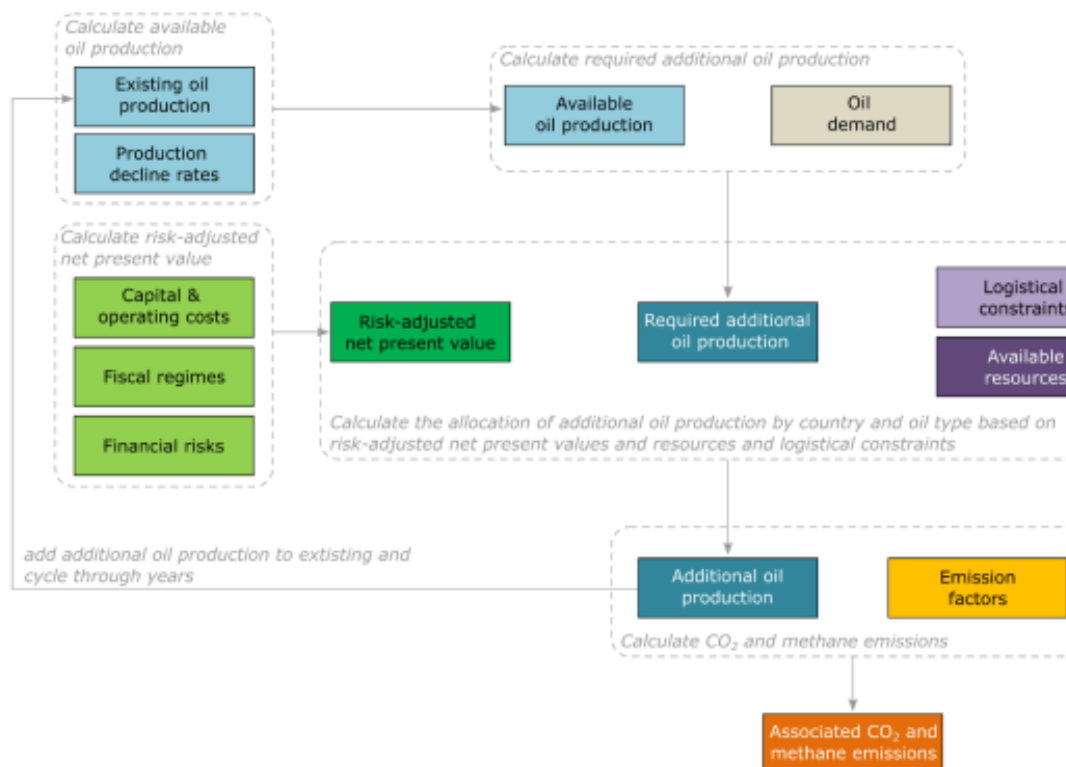
Hvis oljemarkedet står overfor et skifte, og historiske sammenhenger ikke lenger kan brukes, må man finne en alternativ tilnærming. En mulig tilnærming er å ta utgangspunkt i scenarier som skisserer hvordan oljemarkedet kan utvikle seg fremover, og ut fra forskjellen mellom disse scenarioene utlede elasticiteter. Det er tilnærmingen som brukes av Prest (2020). Basert på anslagene for oljepris og total oljeproduksjon i de ulike scenarioene i IEAs World Energy Outlook 2019, utledes en tilbudselasticitet for olje i 2050 på 0,9. Elasticiteten på mellomlang sikt (i 2030) utledes av Prest (2020) til å være på 0,4. En tilsvarende beregning basert på tallene den siste World Energy Outlook gir en elasticitet på 0,38 i 2030 og 1,06 i 2050.¹⁵

¹⁴ Den negative tilbudselasticiteten som rapporteres i Askari & Krichene på forrige side er et unntak.

¹⁵ Beregningene er ark-elasticiteter mellom de to punktene på tilbudskurven. Disse tallene er basert på forskjellen mellom scenarioet med høyest produksjon og pris «Stated Policies» (STEPS) og det med lavest produksjon og pris, «Net

Det er likevel flere grunner til at en slik utledning er potensielt problematisk. For at forskjeller i oljepris og produsert mengde olje i ulike fremtidige scenarier skal kunne brukes til å anslå tilbudselastisiteten, må man forutsette at den eneste forskjellen mellom scenarioene er at etterspørselskurven har flyttet seg langs en fast tilbudskurve. At tilbuds- og etterspørselskurvene kan flytte seg samtidig, og dermed gi et feilaktig inntrykk av elastisitetene dersom man kun beregner den ene, er et problem ved mange beregninger av elastisitet (Hamilton, 2009). Men det er spesielt problematisk i en så enkel analyse der man forsøker å se langt frem i tid, uten å korrigere for noen faktorer eller med noen klar identifikasjonsstrategi. Hvis det for eksempel i scenarioene til IEA ligger inne ulike antakelser om tilbudsside-klimapolitikk, vil det være et skift i tilbudskurven mellom scenarioene, som vil påvirke oljeprisen. Dermed kan man overvurdere tilbudselastisiteten.

Figur 3.2 IEAs fremstilling av «Oil supply module» i Global Energy and Climate Model



Kilde: IEA (2022c)

Figur 3.2 viser IEAs egen fremstilling av hvordan oljetilbudet genereres i deres ulike scenarier. Ut ifra beskrivelsen i figuren og dokumentasjonsrapporten, er det mulig å tolke forholdet mellom priser og produsert kvantum i scenarioene som et resultat av en tilbudselastisitet, men det kan ikke utelukkes at også andre input inngår som gjør en slik tolkning problematisk. Ifølge IEAs egen beskrivelse av modellen, er tilbudet av olje basert på detaljerte data og antakelser om kostnader ved eksisterende felt, forventet fremtidig produksjon fra nye og eksisterende felt, og tilgjengelige reserver (IEA, 2022c). Skift i «tilgjengelige reserver» kan medvirke til at tilbudskurven flytter seg, og det er jo nettopp det tilbudssidepolitikk handler om.

Zero Emissions» (NZE). Hvis man for 2050 sammenligner NZE med det midtre scenarioet «Announced Pledges» (APS), får man en utledet tilbudselastisitet på 0,94, mens mellom APS og STEPS får man en elastisitet på 1,46. Tilsvarende funn, men med vesentlig mindre forskjell (0,36 og 0,39) får man for 2030.

En annen grunn til at denne bruken av priser og kvantum IEAs scenarioer kan være problematisk, er at disse størrelsene er generert av en modell, IEAs Global Energy and Climate Model (IEA, 2022c), og elastisitetene vi utleder er ikke nødvendigvis konsistente med denne modellens virkemåte. Dette er et større problem med tilnærmingen til tilbudselasiteter brukt i Rystad Energy (2021), der man kun bruker priser fra modellen, uten å også bruke de kvantum som inngår i modellen.

Et tredje problem med å bruke IEAs scenarioer på denne måten, er at det er iboende svært stor usikkerhet om forholdene i oljemarkedet så langt frem i tid som 2050, og scenarioene må anses som anslag med en svært stor usikkerhet. Den usikkerheten kommer vi imidlertid ikke unna når vi skal vurdere effekten på lang sikt av å endre norsk oljeproduksjon. Det kan dermed sees på som en fordel å bruke en gjennomarbeidet, velrennomert og konsistent modell som den IEA bruker.

Er tilbudselasiteten lavere på svært lang sikt?

Hittil har vi drøftet tilbudselasiteten over en periode på 10 til 20 år. Det er klart at den er høyere enn elastisiteten på kort sikt. Det kan imidlertid argumenteres for at responsen fra tilbudssiden er lavere igjen på veldig lang sikt, og at det er denne responsen som er relevant for vårt formål. Klimaendringene er forårsaket av akkumuleringen av CO₂ i atmosfæren over tid, og hvor stor oppvarmingen blir, avhenger av de samlede utslippene før verden når netto null. For å få en fullstendig analyse av effekten oljeproduksjon har på klimaendringene, må man derfor ha et veldig langt perspektiv, ideelt sett helt til oljealderen tar slutt.

Olje er en ikke-fornybar ressurs. Dersom oljealderen var spådd å ta slutt fordi resten av verden gikk tom for olje, ville den korrekte elastisiteten å bruke til å vurdere effekten av økt oljeproduksjon i Norge vært null. Da ville de netto forbrenningsutslippene fra økt oljeproduksjon i Norge vært lik de direkte utslippene fra forbrenningen og produksjon av norsk olje, uavhengig av hva man forutsetter om etterspørselastisitet, substitusjon på kort sikt og produksjonsutslipp i utlandet. Det er lite som tyder på at vi vil gå tom for olje. Snarere krever klimamålene at en stor andel av verdens fossile energiressurser ikke blir utnyttet.

Det er likevel relevant å vurdere om utenlandsk oljeproduksjon som fortregnes av økt norsk produksjon, faktisk blir liggende i bakken på lang sikt. Dersom deler av produksjonen som fortregnes, kun ender opp med å bli utvinnet noe senere enn ellers, så betyr det at den relevante tilbudselasiteten er lavere enn den man kan observere empirisk. Sagt på en annen måte, hvis økt norsk oljeproduksjon bidrar til å forlenge oljealderen, så øker det den negative klimaeffekten av den økte produksjonen (Hoel, 2014).

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. En slik analyse vil være svært krevende å gjennomføre og være heftet med stor usikkerhet. I fravær av en slik analyse er argumentet om at deler av den fortregnte oljeproduksjonen kun er utsatt, en grunn til å velge et lavt anslag for tilbudselasiteten blant de verdiene som er plausible.

3.2.6 Konklusjon om langsiktig tilbudselasitet for olje

Å konkludere endelig hva den riktige langsiktige elastisiteten til tilbudet av olje er, er dessverre ikke mulig. Det finnes flere tilnærminger som alle kan forsvares.

Å bruke et geografisk vektet snitt av leteelastisiteter i litteraturen, korrigert for ekstremverdier, har som fordel at det er basert på undersøkelser av empiriske sammenhenger mellom endret pris og de tiltakene som utløser endret produksjon. Det har også som fordel at man lager et snitt av flere ulike kilder, som gjør at svakheter ved en analyse ikke får for stor innvirkning på konklusjonen. Ulempene er at enhver empirisk basert sammenheng nødvendigvis er bakoverskuende, og ikke tar hensyn til at sammenhenger i oljemarkedet kan endre seg, samt at et slikt anslag ikke inkluderer noen vurdering av OPECs rolle og elastisiteten til eksisterende produksjon. Implisitt antar man en lik langsiktig elastisitet for produksjon som den man finner for leting.

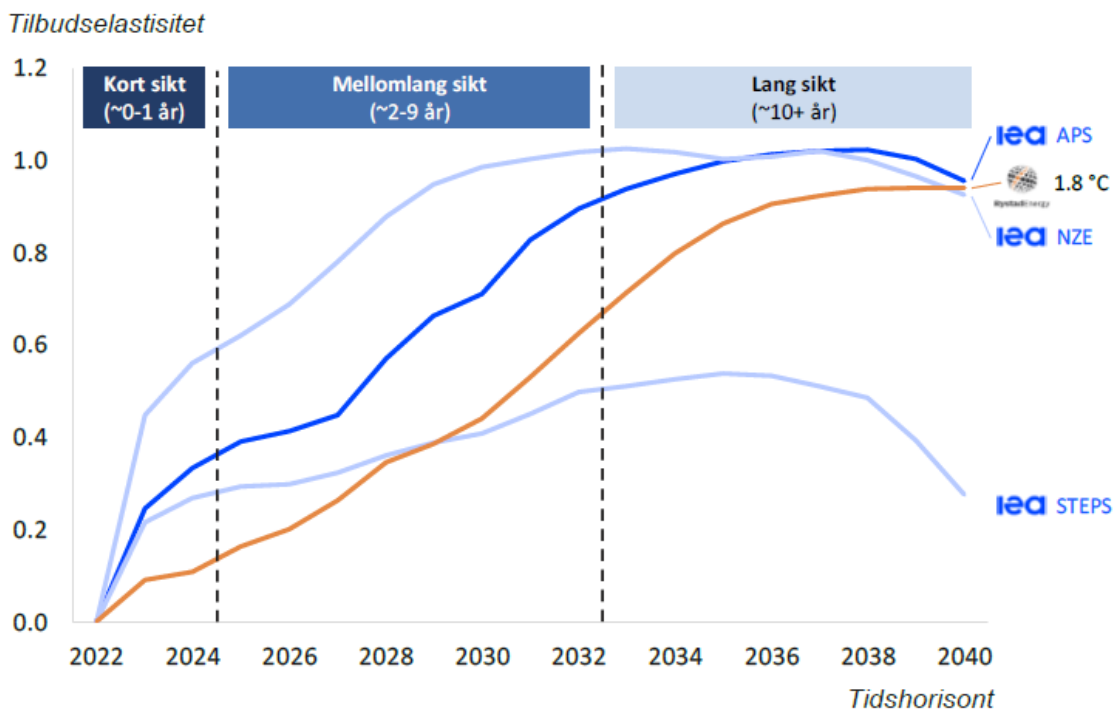
Modellbaserte anslag som er kalibrerte på empiriske data, vil inkludere endringer i tilbudet fra land i og utenfor OPEC. Svakheten med denne tilnærmingen er at det finnes få modellbaserte anslag i forskningslitteraturen som gir anslag for langsiktige elastisiteter, disse kan være lite transparente i sin virkemåte, og små endringer i modellspesifikasjon kan ha stor innvirkning på resultatet. Kalibreringen på historiske data er også bakoverskuende.

Å basere seg på elastisiteter utledet fra IEAs scenarier er en tredje mulighet. Da er man prisgitt IEAs estimer av hvordan oljemarkedet vil fungere i tiårene som kommer, og man er avhengig av at forskjellen mellom scenarioene er drevet hovedsakelig av skift i etterspørselen, ikke tiltak på tilbudssiden. Man må også velge hvilke scenarier og hvilke tidspunkt man ønsker å se på. Å bruke differansen mellom scenarier med høyest og lavest etterspørsel er det som gir en best gjennomsnittsbetraktning av hvordan oljemarkedet oppfører seg over et bredt spenn av mulige produserte volumer. Å ta et vektet snitt av elastisiteten for 2030 og 2050, for å få et tall for andre halvdel av 2030-tallet kan være et godt mål på den langsiktige effekten over perioden vi er opptatt av i vårt basisscenario.

Det foretrukne snittet av leteelastisiteter er på 0,71. Snittet av tilbuds-elastisiteter fra IEA for perioden 2030 til 2050 blir på 0,72. Disse anslagene ligger svært tett opp til hverandre, på tross av veldig ulike metoder og datakilder. Det er ikke et bevis for at det er det riktige tallet, men gir noe økt trygghet på å bruke det som anslag. Det er derfor hovedanslaget som brukes heretter i rapporten. Vi beregner også effekten av å bruke andre elastisiteter, herunder IEA-elastisiteten for 2030, på 0,38, og den vektete leteelastisiteten med ekstremverdier, på 1,28, som er to mulige ytterpunkter for realistiske tilbuds-elastisiteter.

Vi anser også Rystad Energys anslag fra rapporten fra 2023 å være et troverdig og godt anslag. Der settes tilbuds-elastisiteten til 1, på bakgrunn av en tolkning av Rystad Energys egne tilbudskurver for olje for ulike tidshorisonter kombinert med ulike eksterne anslag på den totale etterspørselen. Figur 3.3 viser Rystad Energys egen fremstilling av hvordan elastisiteten varierer over tid med ulike scenarier. Ut ifra den figuren fremstår det som om tilbuds-elastisiteten på lang sikt ligger i spennet mellom 0,8 og 1, med verdier nærmere 1 som mest sannsynlige.

Figur 3.3 Rystad Energys fremstilling av sammenhengen mellom estimert tilbudselastisitet for olje i ulike tidshorisonter og etterspørselsscenarioer



Kilde: Rystad Energy (2023)

Rystad Energy baserer sine tilbudskurver på deres egen, svært anerkjente globale oppstrømsdatabase. I den modelleres av balansepris for alle kjente oljeproduserende felt i verden, som danner grunnlaget for tilbudskurvene som brukes. Selv om denne databasen er ansett som god, vil det alltid være en viss usikkerhet i anslag av balansepriser frem i tid, og det er et gjentakende funn i forskningslitteraturen at kostnaden ved å utvinne olje øker ved økende oljepris. Rystad Energys anslag om balansepriser må kombineres med etterspørselsscenarioer for å kunne gi relevante tilbudselastisiteter. Da har man igjen problemet med at scenarioene fra andre kilder kan ha generert sine anslag av volumene som etterspørres i markedet på bakgrunn av andre forutsetninger om tilbudssiden enn det Rystad Energy legger til grunn, og at det endelige anslaget av tilbudselastisiteten bygger på ulike internt motstridende anslag.

3.3 Tilbudselastisiteten til gass

Der problemet med å fastslå den langsiktige tilbudselastisiteten til olje er at det er få anslag i litteraturen og metodiske problemer, er problemet for å fastslå relevante elastisiteter for gass at oppdaterte anslag fra forskningslitteratur i det stor og hele ikke eksisterer.

Et anslag på den langsiktige globale tilbudsideelastisiteten for gass finner man i Krichene (2002). Der estimeres den å være 0,8 for perioden 1973 til 1999. Et estimat basert på data som slutter i 1999 er imidlertid av begrenset verdi. Siden da har det skjedd store endringer i gassmarkedet, fra en gradvis frikobling av priser knyttet til oljeprisen, til fremveksten av LNG og produksjon av skifergass i USA.

Utover det, gjelder nyere estimater av tilbudselastisitet kun det amerikanske gassmarkedet. Ponce & Neumann (2014) estimerer den langsiktige tilbudselastisiteten til å være 0,76, mens Arora (2014) anslår den til mellom 0,3 og 0,5. Gassmarkedet er fortsatt i stor grad regionalt, med lavere priser i USA grunnet begrenset kapasitet for LNG-eksport. Det tilsier at man må benytte anslag for tilbudselastisitet for global LNG, noe det ikke finnes litteratur på.

Rystad Energy (2021) håndterer dette problemet ved å anta at elastisiteten til amerikansk produksjon er 0,8, at kostnadene ved flytendegjøring, skipstransport og regassifisering utgjør 63 % av sluttbrukerprisen, og at tilbudet av flytendegjøring, skipstransport og regassifisering er fullstendig elastisk (dvs. at prisen ikke øker noe når volumet øker). Ut ifra dette estimerer de den samlede tilbudselastisiteten til LNG globalt å være på 2,2. Forutsetningen om uendelig elastisk tilbud av flytendegjøring, skipstransport og regassifisering er tvilsom. Flytendegjøring og regassifisering krever omfattende infrastruktur, som ikke kan opprettes hvor som helst. Det er ikke en urimelig antakelse at økt kapasitet krever at man tar i bruk mindre egnede lokaliteter, som kan gi høyere kostnader. Hvis man forutsetter en høy, men ikke uendelig høy, tilbudselastisitet for flytendegjøring, skipstransport og regassifisering, så gir det en vesentlig lavere tilbudselastisitet for global LNG. Dersom elastisiteten for flytendegjøring, skipstransport og regassifisering for eksempel er 5, så blir den samlede LNG-tilbudselastisiteten på om lag 1,7. En slik endring i samlet tilbudselastisitet fra 2,2 til 1,7 har stor betydning for den beregnede effekten på netto forbruk av gass ved endret norsk produksjon.

Rystad Energy (2023) har en mer sofistikert tilnærming til å fastslå tilbudselastisiteten for gass, som samsvarer med metoden den samme rapporten bruker for olje. Rapporten «stille(r) først opp en tilbudskurve for global LNG for årene 2023 til 2040 (som) så krysses med IEAs etterspørselsscenarioer, og tilbudselastisiteten estimeres i krysningspunktene for hvert år». Som rapporten selv anerkjenner så er konstruksjonen av en global tilbudskurve for LNG komplisert. Rystad antar at USA vil innta rollen som langsiktig marginal tilbyder, og begrenser seg derfor til å modellere det segmentet av kostnadskurven som stammer fra overskuddsgassen i USA. Dersom denne antakelsen er feil, vil også konklusjonen bli feil. En annen, viktigere, svakhet ved metoden i Rystad Energy (2023), er at lang sikt også her defineres som perioden fra 2023 til 2040. Som allerede beskrevet er det mer relevant å se på en periode fra 2030 til 2050, med mest vekt på situasjonen i andre halvdel av 2030-tallet. Rystad Energy (2023) anslag er at tilbudselastisiteten til gass er på 2. I likhet med den samme rapportens anslag av tilbudselastisiteten for olje, anser vi dette som et godt og troverdig anslag.

I mangel av forskningslitteratur om tilbudselastisiteten for gass, er en metode der elastisiteten beregnes ut ifra IEAs scenarioer (som er anvendt for olje og beskrevet i avsnitt 3.2.5) et mulig alternativ. En utfordring med den metoden er at gass ikke omsettes på et globalt marked med én referansepris. Selv om LNG utligner priser mellom regioner, er det forventet at det fortsatt vil være prisdifferanser i lang tid. Det fremkommer i Figur 3.4, som viser IEAs prisforventning i ulike land i de ulike scenarioene.

Figur 3.4 IEAs anslag av priser på fossil energi i ulike scenarier

Real terms (USD 2021)			Net Zero Emissions by 2050		Announced Pledges		Stated Policies	
	2010	2021	2030	2050	2030	2050	2030	2050
IEA crude oil (USD/barrel)	96	69	35	24	64	60	82	95
Natural gas (USD/MBtu)								
United States	5.3	3.9	1.9	1.8	3.7	2.6	4.0	4.7
European Union	9.0	9.5	4.6	3.8	7.9	6.3	8.5	9.2
China	8.0	10.1	6.1	5.1	8.8	7.4	9.8	10.2
Japan	13.3	10.2	6.0	5.1	9.1	7.4	10.9	10.6
Steam coal (USD/tonne)								
United States	63	44	22	17	42	24	46	44
European Union	113	120	52	42	62	53	60	64
Japan	132	153	59	46	74	59	91	72
Coastal China	142	164	58	48	73	62	89	74

Notes: MBtu = million British thermal units. The IEA crude oil price is a weighted average import price among IEA member countries. Natural gas prices are weighted averages expressed on a gross calorific-value basis. The US natural gas price reflects the wholesale price prevailing on the domestic market. The European Union and China natural gas prices reflect a balance of pipeline and LNG imports, while the Japan gas price solely reflects LNG imports. The LNG prices used are those at the customs border, prior to regasification. Steam coal prices are weighted averages adjusted to 6 000 kilocalories per kilogramme. The US steam coal price reflects mine mouth prices plus transport and handling costs. Coastal China steam coal price reflects a balance of imports and domestic sales, while the European Union and Japanese steam coal prices are solely for imports.

Kilde: IEA Global Energy and Climate Model (IEA, 2022c)

Som det fremkommer av figuren, er det antatt at det vil være vedvarende lavere gasspriser i USA enn i de tre andre regionene. Det er fordi USA er en stor gassprodusent og eksportør av LNG. Den innenlandske prisen blir da maksimalt LNG-prisen minus kostnaden det koster å flytendegjøre og frakte LNG til eksportmarkeder så lenge det er ledig eksportkapasitet, og lavere enn dette igjen når det er overskuddsproduksjon. Japans gassmarked er også unikt i at det er utelukkende dekket av LNG-import, da landet ikke har egne gassressurser og er heller ikke tilgang til gass via rør. Sammenhengen mellom pris og volum i Japan kan dermed sees på som et mål for tilbudselastisiteten av LNG levert på skip dersom forskjellen mellom forbruket i de ulike scenarioene i hovedsak er ulik energipolitikk i Japan. Kina og EU får sitt gassforbruk dekket av en kombinasjon av LNG, rør og innenlandsk produksjon.

IEA oppgir kun forbruk i de ulike landene for scenarioene «Announced Pledges» og «Stated Policies», så tilbudselastisiteten må anslås basert på differansen i pris og volum for hvert enkelt land i 2030 og 2050. Tar man snittet av alle disse anslåtte elastisitetene får man en tilbudselastisitet på 2,22.

Det er store forskjeller i de implisitte tilbudselastisitetene beregnet for hver av de fire landene. Særlig EU i 2030 skiller seg ut, med en svært høy anslått tilbudselastisitet. I tillegg har USA i snitt en klart lavere anslått tilbudselastisitet. Som forklart i avsnitt 3.2.5, forutsetter metoden brukt her at forskjellen mellom scenarioene kun er skift i etterspørselskurven. Dersom det også finner sted skift i tilbudskurven mellom scenarioene, vil metoden ikke kunne anslå helningen på tilbudskurven og dermed tilbudselastisiteten. EU står ovenfor noen vanskelige energipolitiske valg de neste årene for å erstatte russisk gass. Det er et tema som er grundig drøftet i IEAs WEO 2022 (IEA, 2022). De ulike scenarioene for EUs del kan derfor tolkes å reflektere ulike politiske valg på tilbudssiden. Selv om disse valgene er av stor relevans for markedsposisjonen til norsk gass, og dermed også indirekte temaet for denne rapporten, så betyr det at differansen mellom

scenarioene for EUs del ikke er et godt mål på tilbudselasticiteten på marginen. For USA så er markedssituasjonen som nevnt annerledes enn for de andre landene. Dersom man tar ut EU fra gjennomsnittet, får man en tilbudselasticitet på 1,59. Dersom man kun tar ut USA fra gjennomsnittet får man en tilbudselasticitet 2,33.

Estimatene over tar ikke hensyn til at gass, i likhet med olje, er en ikke-fornybar ressurs. Det momentet at gassen bare kan produseres en gang, tilsier, som for olje, at man bør legge seg i den nedre delen av et ellers plausibelt intervall for tilbudselasticiteten.

Vi foreslår å bruke tilbudselasticiteten med alle observasjonene (2,22) som hovedcase, men bruke gjennomsnittet uten hhv. EU og USA som høyt og lavt case (hhv. 2,33 og 1,59). Dette er forholdsvis nært anslaget til Rystad Energy (2023) på 2.

3.4 Beregning av det endrede forbruket av olje og gass

Når man har fastslått de mest sannsynlige elasticitetene på tilbuds- og etterspørselssiden, så kan man ut ifra det beregne hvor stor netto forbruksendring man vil få som følge av en endring i norsk produksjon av olje og gass, målt i prosent av den opprinnelige produksjonsendringen. Basert på formelen beskrevet i avsnitt 2.1, kan man utlede at med en langsiktig etterspørselsetlasticitet for olje på -0,26 og en tilbudselasticitet på 0,71, så blir forbruksendringen på 26,7 prosent av en eventuell produksjonsendring. Det betyr at hvis det produseres ti ekstra fat olje i Norge, så øker det verdens samlede forbruk av olje med 2,67 fat, mens 7,33 fat olje fra andre produsenter fortrenges fra markedet. Tilsvarende for gass, gir en etterspørselsetlasticitet på -0,68 og en tilbudselasticitet på 2,22 en forbruksendring på 23,4 prosent av produksjonsendringen.

Tabell 3.5 viser hva forbruksendringen blir for olje, med ulike kombinasjoner av forutsetninger på tilbuds- og etterspørselssiden. Hver kolonne angir tallene for en antakelse om nivået på tilbudselasticiteten, og hver rad angir tallene for en antakelse om nivået på etterspørselsetlasticiteten.

Tallet i fet skrift er resultatet av det vi ut ifra gjennomgangen over anser som det beste anslaget for elasticiteten på tilbuds og etterspørselssiden. Kombinasjonen av vårt foretrukne anslag for etterspørselsetlasticiteten og Rystad Energys anslag på tilbudselasticiteten gir en forbruksrespons på om lag 20 prosent, som er noe lavere enn vårt hovedanslag, men vesentlig høyere enn Rystad Energys samlede anslag. Linje to i tabellen angir samme beregning dersom man legger til 10 års økning i etterspørselsetlasticiteten, basert på anslaget om at den øker med litt over 0,01 per år (Uría-Martínez, Leiby, Oladosu, Bowman, & Johnson, 2018). Med den endringen i forutsetninger øker forbruksresponsen til nærmere 35 prosent.

Tabell 3.5 Økning i globalt forbruk av olje som prosent av norsk produksjonsøkning med ulike forutsetninger for tilbuds- og etterspørselastisitet

Kilde	Tilbud:	IEA-snitt og letesnitt	IEA-2030	IEA-2050	Letesnitt høy	Rystad (2021) og (2023)	Fæhn et al. (2017)	Prest (2020)	BLM (2023)
Etterspørsel:	<i>Elastisiteter</i>	0,71	0,38	1,06	1,28	1	0,5	0,4	0,34
Uría-Martínez et al. (2018)	-0,26	26,7 %	40,7 %	19,6 %	16,9 %	20,6 %	16,7 %	20,0 %	43,3 %
Uría-Martínez et al. + 10 år	-0,39	35,3 %	50,7 %	26,8 %	27,3 %	23,4 %	43,8 %	49,4 %	53,4 %
Rystad (2021)	-0,10	12,3 %	20,9 %	8,6 %	7,3 %	9,1 %	34,2 %	39,4 %	22,7 %
Rystad (2023)	-0,11	13,4 %	22,5 %	9,4 %	7,9 %	9,9 %	18,0 %	21,6 %	24,4 %
Fæhn et al. (2017)	-0,50	41,2 %	56,9 %	32,0 %	28,2 %	40,2 %	50,0 %	55,6 %	59,5 %
Prest (2020)	-0,20	21,9 %	34,5 %	15,8 %	16,1 %	13,6 %	28,6 %	33,3 %	37,0 %
BLM (2023) ¹⁶	-0,19	21,0 %	33,4 %	15,2 %	13,0 %	16,0 %	27,5 %	32,2 %	35,8 %

Kilde: Vista Analyse

De fem nederste radene, samt de fem kolonene lengst til høyre i tabellen, bruker etterspørsels- og tilbudselasiteter fra fem andre rapporter og artikler som undersøker effekten tilbudsside klimapolitikk (Rystad Energy, 2021) (Rystad Energy, 2023) (Fæhn, Hagem, Lindholt, Mæland, & Rosendahl, 2017) (Prest, 2020) og (Bureau of Land Management, 2023). Tabellen illustrerer at beregningene som bruker etterspørselastisiteten fra Rystad Energy (2021) og (2023) skiller seg markant ut, med klart lavere anslag på hvor stor endringen blir i forbruket. Interessant nok skiller anslag som bruker forutsetningene fra amerikanske Bureau of Land Management seg også ut, med en lav samlet tilbudselasitet og derfor også en høy forbruksrespons. Forutsetningene er hentet fra en bakgrunnsrapport til en utredning av amerikanske myndigheter av den samlede miljøpåvirkningen av et foreslått oljefelt i Alaska, og er igjen basert på en energimodell utarbeidet av US Energy Information Administration.

Tabell 3.6 viser tilsvarende beregninger for gass. Vårt beste anslag på forbruksresponsen på 23,4 prosent, markert i fet skrift, skiller seg ikke nevneverdig fra anslaget i Rystad Energy (2023) på 23,1 prosent. I dette tilfellet er det beregningene som bruker Rystad Energy (2021) høyeste anslag

¹⁶ Bureau of Land Management oppgir ikke en enkel tilbuds- og etterspørselastisitet. De oppgir ulike etterspørselastisiteter for ulike sektorer i USA. Et vektet snitt av disse gir en samlet etterspørselastisitet på 0,32. For resten av verden bruker de estimatet fra Huntington et al. (2019). Det gir en samlet elastisitet på -0,19. Tilsvarende for tilbudselasiteten operer de med ulike elastisiteter for ulike deler av amerikansk produksjon som i snitt blir på om lag 0,67, og en elastisitet i resten av verden på 0,28.

for tilbudselasticiteten eller Prest (2020) lave anslag for etterspørselelasticiteten som skiller seg ut.

Tabell 3.6 Økning i globalt forbruk av gass som prosent av norsk produksjonsøkning med ulike forutsetninger for tilbuds- og etterspørselelasticitet

Kilde	Tilbud:	IEA-snitt alle land	IEA høy	IEA lav	Rystad (2021) høy	Rystad (2021) lav	Rystad (2023)	Prest (2020)	BLM (2023) ¹⁷
Etterspørsel:	<i>Elastisiteter</i>	2,22	2,33	1,59	4,4	2,2	2	1,7	1
Labandeira et al. (2017)	-0,68	23,4 %	22,6 %	30,0 %	13,4 %	23,6 %	25,4 %	28,6 %	40,5 %
Rystad (2021)	-0,5	18,4 %	17,6 %	23,9 %	10,2 %	18,5 %	20,0 %	22,7 %	33,3 %
Rystad (2023)	-0,6	21,3 %	20,4 %	27,4 %	12,0 %	21,4 %	23,1 %	26,1 %	37,5 %
Prest (2020)	-0,2	8,3 %	7,9 %	11,2 %	4,3 %	8,3 %	9,1 %	10,5 %	16,7 %
BLM (2023)	-0,89	28,6 %	27,6 %	35,9 %	16,8 %	28,8 %	30,8 %	34,4 %	47,1 %

Kilde: Vista Analyse

3.5 Netto forbruksendring i et lavutslippsscenario og på lang sikt

I et lavutslippsscenario vil sammensetningen av verdens energibruk endre seg vesentlig raskere enn i vårt basisscenario. Det innebærer særlig at bruken av elektrisitet øker, og det blir et relevant substitutt for stadig mer fossil energibruk (IEA, 2022). Også energibærere som hydrogen eller ammoniakk produsert med fornybar energi kan få en viktig rolle i et lavutslippsscenario, og være substitutter i sektorer som i dag har få alternativer til olje eller gass. Bedre tilgang på substitutter vil ha som effekt at etterspørselelasticiteten øker. Det fører isolert sett til at en gitt endring i norsk produksjon av olje eller gass, fører til en større endring i mengden som forbrukes.

Vi anser det imidlertid som sannsynlig at også tilbudet av olje og gass vil respondere mer på pris. De fleste analyser, inkludert tilbudskurvene til Rystad Energy og IEAs implisitte elasticiteter fra forholdet mellom pris og kvantum i ulike scenarier, viser en mer elastisk tilbud når det samlede produksjonsvolumet i verden er lavt. Det kan forklares med at det i scenarier med lav etterspørsel er tilgjengelig vesentlig kjente olje- og gassressurser som blir lønnsomme å utvikle med en noe høyere pris. I scenarier med høyere samlet etterspørsel er det derimot nødvendig med leting etter nye ressurser for å få økt tilbud, og det krever på marginen en større økning i pris.

Hvilken av disse effektene som er viktigst er vanskelig å fastslå. Vi har derfor valgt å forutsette at de vil kansellere hverandre og at den netto forbruksendringen vil være lik i lavutslippsscenarioet som i vårt basisscenario. Hvordan olje- og gassmarkedene vil utvikle seg i et lavutslippsscenario er uansett heftet med stor usikkerhet.

¹⁷ Også for gass oppgir Bureau of Land Management ulike elasticiteter for ulike sektorer og regioner innad i USA, og for verden. Fordi USA er en netto eksportør av gass med produksjonskapasitet som overstiger eksportkapasiteten, er ikke de innenlandske etterspørselelasticitetene relevante, og tabellen viser derfor BLMs anslag av resten av verdens etterspørselelasticitet for amerikansk eksport. Tilbudselasticiteten BLM bruker for innenlandsk produksjon er heller ikke relevant. Det som hadde vært relevant er elasticiteten til amerikansk LNG eksport, men det oppgis ikke. Det oppgis derimot en antatt tilbudselasticitet for LNG fra resten av verden. Siden BLM oppgir at det kun er en antakelse må forbruksresponsene som baserer seg på det brukes med forsiktighet.

I et langtidsversjonene av scenarioene er det relevant å øke etterspørselastisitetene, både fordi det er sannsynlig med større substitusjonsmuligheter langt frem i tid, og fordi beslutningene det er relevant å analysere med et langtidsscenario (slik som åpning av nye områder for oljeaktivitet), er beslutninger som har effekter over lengre tidsperioder.

Basert på funnet i Uría-Martínez et al. (2017) om at etterspørselastisiteten endres med om lag $-0,01$ per år analyseperioden utvides, har vi oppjustert etterspørselastisitetene for både olje og gass med $-0,15$ til hhv. $-0,41$ og $-0,83$ i langtidsversjonen av basisscenarioet. Det er i likhet med basisscenarioet basert på IEAs APS-scenario, bare i et annet tidsperspektiv. I motsetning til lavutslippsscenarioet så er man dermed ikke på en annen, mer prisresponsiv del av tilbudskurven. Derfor holder vi tilbudselastisitetene uendret. Disse forutsetningene gir en netto forbruksendring i oljemarkedet på 36,5 prosent og i gassmarkedet på 27,2 prosent av en eventuell norsk produksjonsøkning.

For langtidsversjonen av lavutslippsscenarioet forutsetter vi en ytterligere økning av etterspørselastisitetene på bakgrunn av at det i 2050 er forventet vesentlig større substitusjonsmuligheter. Vi har beregningsteknisk holdt tilbudselastisiteten uendret. Dersom man antar at den i realiteten vil være høyere, grunnet det lavere forbruket så er det motsvares det med at økningen i etterspørselastisiteten er tross alt er noe lav tatt i betraktning de svært store endringene i verdens energiforbruk som forutsettes i dette scenarioet. Forbruksendringene i oljemarkedet blir på 48 prosent og i gassmarkedet på 32,7 prosent av en eventuell norsk produksjonsøkning.

4 Substitusjon mellom energikilder på etterspørselssiden

Når det brukes mindre olje og gass, så vil deler av den reduserte energibruken erstattes av andre energikilder. Siden også andre energikilder innebærer utslipp, vil det påvirke den samlede utslippseffekten av endret norsk produksjon. Litteraturen som anslår effekten av spesifikke former for tilbudside-klimapolitikk eller den netto utslippøkningen ved ny produksjon av olje og gass bruker ulike antakelser om substitusjon mellom energikilder. I Prest (2020) er ikke substitusjon på etterspørselssiden drøftet. Det tilsvarer da en antakelse om null substitusjon mellom olje og gass, og andre energikilder. I Rystad Energy (2021) og (2023) derimot er antakelsen motsatt. Her tas det utgangspunkt i at all nedgang i energibruk i form av olje og gass erstattes av nøyaktig samme mengde energi fra andre kilder. Det tilsier dermed at olje og gass har perfekte substitutter i andre energikilder.

Ingen av delene er spesielt tilfredsstillende forutsetninger. På lang sikt er det tvilsomt at økte priser kun gir seg utslag i redusert forbruk av olje eller gass, uten noen økning i annen energibruk. Rystad Energys antakelse om full substitusjon er også vanskelig å forsvare. Full substitusjon skulle tilsi at det på sikt er svært enkelt å bytte fra olje og gass til andre energikilder. Det samsvarer dårlig med Rystad Energys eget anslag på etterspørsel弹isiteten for olje. Dersom det på lang nok sikt er uproblematisk å skifte fra olje til andre energikilder, så skulle det tilsi at etterspørselen er svært elastisk. Rystad Energy anser i stedet etterspørselen å være svært uelastisk, selv på lang sikt, med en elasticitet på $-0,1$ og $-0,11$ i de to rapportene. Rystad Energys forutsetninger om etterspørsel弹isitet og substitusjonsgrad er derfor internt inkonsistente.

Andre som undersøker betydningen av endret produksjon av fossil energi på totale utslipp, har en mer sofistikert tilnærming til spørsmålet om substitusjon. Fæhn et al. (2017) viser til resultater fra en generell likevektsmodell først brukt i Böhringer et al. (2010), og konkluderer med at en enhets nedgang i forbruket av olje gir en økning i forbruk av kull og gass tilsvarende $0,1$ og $0,09$ enheter målt i CO_2 -utslipp. Bureau of Land Management (2023) bruker en energimodell der kryssprisel弹isitetene mellom energikildene olje, gass, elektrisitet og kull brukes til å avgjøre substitusjonen.

4.1 Beregne substitusjon mellom energikilder

Det finnes flere metastudier som ser på substitusjon mellom ulike energikilder, eller mellom energi og kapital,¹⁸ herunder (Stern, 2010) og (Koetse, de Groot, & Florax, 2008). Disse studiene finner stort sett en moderat evne til substitusjon mellom energikilder, samt substitusjon mellom energi og kapital. At forskningslitteraturen finner en substitusjonseffekt mellom energi og andre innsatsfaktorer, viser at forutsetningen i de to rapportene fra Rystad Energy om uendret energibruk (eller uendret nytte fra energibruk for konsumentene), ikke er riktig.

For å beregne eksempelvis endringen i kullforbruk, som følge av en gitt endring i gassforbruk, må man vite tre ting: den totale etterspørselen etter kull og gass, etterspørsel弹isiteten til gass,

¹⁸ Som kan anses som et mål på muligheten for energisparing gjennom investeringer

og krysspriselasititeten mellom kull og gass. Krysspriselasititeten sier hvor stor prosentvis endring i etterspørsel etter én vare man får som følge av en prisendring på én prosent for en annen vare. Hvis krysspriselasititeten er positiv, det vil si at forbruket av den første varen går opp som følge av en prisøkning på den andre varen, så er varene substitutter.

Etterspørselelasititeten til gass er definert som:

$$\varepsilon_g^e = \frac{\frac{\partial x_g}{x_g}}{\frac{\partial p_g}{p_g}}$$

Krysspriselasititeten mellom kull og gass er definert som:

$$\varepsilon_{k,g} = \frac{\frac{\partial x_k}{x_k}}{\frac{\partial p_g}{p_g}}$$

Ut ifra det kan man utlede at:

$$\partial x_k = \frac{\varepsilon_{k,g}}{\varepsilon_g^e} \times \frac{\partial x_g}{x_g} \times x_k$$

Basert på krysspriselasititetene i Serletis et al. (2010), (2010b) og (2011), og det totale forbruket av ulike energikilder i det relevante året fra IEA (2022), er det mulig å estimere hvor mye forbruket av energikildene olje, kull og elektrisitet vil endre seg ved en gitt endring i forbruket av gass. Tilsvarende kan man estimere endringen i forbruket av gass, kull og elektrisitet ved en endring i mengden olje som forbrukes. De ovennevnte krysspriselasititetene er for sluttbrukere av energi. For gass er substitusjon til kull i elektrisitetsproduksjonen en særlig relevant effekt å vurdere (IEA spår i sitt APS-scenario at 33-36 % av gassforbruket vil finne sted i kraftsektoren). Derfor har vi i tillegg brukt estimater fra US Energy Information Administration på krysspriselasititeten mellom kull og gass i kraftsektoren (EIA, 2012), for å få en netto substitusjon fra gass til kull når man tar hensyn til endringer av energibruk i kraftsektoren.

Tabell 4.1 oppsummerer mengden substitusjon mellom ulike energikilder, ved en prisdrevet økning i forbruket av olje eller gass på hhv. et fat og en fat-ekvivalent.

Tabell 4.1 Endring av annen energibruk ved økt forbruk av hhv. ett fat olje og ett fat-ekvivalent gass

Energikilde	Måleenhet	Substitusjon olje	Substitusjon gass
Olje	Fat	-	-0,04
Gass	Fatekvivalenter	-0,09	-
Kull	Tonn	-0,03	-0,03
Elektrisitet	MWh	-0,12	-0,07

Kilde: Vista Analyse

Tilnærmingen brukt her har flere fordeler. For det første så ser man på substitusjon mellom alle energikilder, i motsetning til Rystad Energy, som avgrenser seg til å se på substitusjon med elektrisitet. For det andre ser man på substitusjon fra alle sektorer som inngår i krysspriselasitetene, og i vårt estimat inkluderer det industri, husholdninger, transport og kraftproduksjon. Rystad Energy har valgt substitusjon i transportsektoren som eneste relevante substitusjon for olje, og substitusjon i kraftsektoren som eneste relevante substitusjon for gass, på tross av at en vesentlig andel av olje og gass brukes utenfor disse sektorene.

En tredje fordel er at det ikke er nødvendig å vurdere om det er den gjennomsnittlige kraftmiksen eller den marginale kraftmiksen som er relevant for substitusjon i kraftsektoren, eller å gjøre antakelser om hva den marginale kraftmiksen eventuelt er. Rystad Energy forutsetter at det er den marginale kraftmiksen som er relevant, og at den består av 70 prosent kull. Mens den gjennomsnittlige kraftmiksen i verden er lett å anslå ut ifra statistikk og prognoser, er det særdeles krevende å fastslå hva som er den marginale kraftmiksen. Som drøftet i neste kapittel så baserer Rystad Energy sin konklusjon om den marginale kraftmiksen på svært tynt grunnlag. I vår analyse unngår vi den problemstillingen i sin helhet, gjennom å bruke krysspriselasitetene til kraftsektoren. Det er et direkte mål på hvordan endret forbruk av gass til kraftproduksjon gir utslag i endringer av for eksempel kull.

En fjerde fordel er at anslagene som brukes her er basert på empirisk forskning, heller enn antakelser. En siste fordel er at konklusjonene samsvarer med økonomisk teori. Som beskrevet tidligere, så antar Rystad Energy at energibruken er konstant. Det er ingen grunn til å anta det. En endring i energipriser vil føre til en substitusjon mellom energi og andre innsatsfaktorer. Vår tilnærming krever ingen antakelser om hvordan samlet energibruk utvikler seg som følge av endringer i olje og gassmarkedet.

Denne tilnærmingen har også noen ulemper. Det er forholdsvis få forskningsartikler som har anslått krysspriselasiteter mellom energikilder på en måte som kan brukes i denne metoden. Man er derfor avhengig av enkeltstudier, heller enn metastudier.¹⁹ Datagrunnlaget som ligger til grunn for krysspriselasitetene i litteraturen kunne også gjerne dekket flere land og sett på tilpasninger over lenger tidsperioder. Vi bruker her krysspriselasiteter for totalt 15 land, som utgjør meste parten av verdens oljeetterspørsel, men manglende prisdata fra flere land gjør at det kun finnes krysspriselasiteter for gass for ti av disse landene. Den mest fundamentale ulempen er at krysspriselasitetene er fastsatt på bakgrunn av historiske data som er over ti år gamle. Det tar da ikke høyde for at det mest sannsynlig vil være mindre substitusjon fra fossile energikilder og mer fra elektrisitet i fremtiden. Dette er forsøkt håndtert i neste avsnitt om substitusjon i et lavutslippsscenario, der dette er et større problem.

4.2 Substitusjon i et lavutslippsscenario og et langtidsscenario

For å beregne substitusjonseffekter i et lavutslippsscenario bruker vi samme metode som i basis-scenarioet, med enkelte justeringer. For det første bruker vi de totale mengdene energibruk fra de ulike kildene som IEA anslår i sitt NZE scenario. Siden den totale mengden energi som brukes av den enkelte kilde inngår i formelen, så fører det isolert sett til noe mer substitusjon fra elektrisitet og noe mindre substitusjon fra olje, gass og kull.

¹⁹ En meget relevant metastudie (Stern, 2010) rapporterer elastisiteter i en form som ikke kan brukes i vår beregning, og heller ikke kan omregnes til krysspriselasiteter uten mer informasjon.

I tillegg anser vi krysspriselasiteter basert på historiske data som problematisk å bruke uten justeringer for å fastslå substitusjonseffektene i et lavutslippsscenario. Å anslå substitusjonseffekter basert på historiske data vil eksempelvis overvurdere substitusjonseffekten mot kull og undervurdere substitusjonseffekten mot elektrisitet i et scenario der det forbrukes vesentlig mindre kull og vesentlig mer elektrisitet. I IEAs NZE-scenario spås det en vesentlig nedgang i forbruk av kull og økende forbruk av elektrisitet. Denne problemstillingen har vi håndtert gjennom å justere alle krysspriselasitetene som inngår i vår beregning med faktorer som tilsvarer forholdet mellom anslått bruk av de ulike energikildene i NZE-scenariot og dagens bruk. Det innebærer at krysspriselasitetene for kull multipliseres med 0,63, mens krysspriselasitetene for elektrisitet multipliseres med 1,12. Resultatet av disse beregningene gjengis i Tabell 4.2.

Tabell 4.2 Endring av annen energibruk ved økt forbruk av hhv. ett fat olje og ett fat-ekvivalent gass i et lavutslippsscenario

Energikilde	Måleenhet	Substitusjon olje	Substitusjon gass
Olje	<i>Fat</i>	-	-0,03
Gass	<i>Fatekvivalenter</i>	-0,06	-
Kull	<i>Tonn</i>	-0,02	-0,02
Elektrisitet	<i>MWh</i>	-0,22	-0,13

Kilde: Vista Analyse

Langtidsversjonen av scenarioene justerer vi basisscenario etter samme metode, men i stedet for å bruke tall fra IEAs NZE-scenario, bruker vi tilsvarende tall for IEAs APS-scenario i 2050 og NZE-scenario i 2050.

5 Utslippsintensiteter

I kapittel 3 har vi gått gjennom parameterne som bestemmer hva endringen i forbruket av olje og gass blir når produksjonen av disse energikildene endres. I kapittel 4 har vi beregnet hvordan bruken av andre energikilder endrer seg når forbruket av olje og gass endrer seg. Det relevante for våre formål er imidlertid ikke endringen i energibruk, men endringen i utslipp. For å beregne endringen i utslipp trengs det tall på utslippene i ulike deler av verdikjeden. Det er temaet for dette kapittelet.

5.1 Utslipp fra forbrenning av olje og gass

Den første utslippsintensiteten som er relevant er hvor mye CO₂e som slippes ut ved forbruk av et fat olje, eller en fat-ekvivalent gass. Her bruker vi SSBs utslippsintensiteter som kilde (SSB, 2021). Der oppgis utslippene å være på 3,2 tonn CO₂ per tonn råolje, og 2,34 tonn CO₂ per 1000 Standard m³ gass. Vi ønsker å uttrykke dette i fat og fat-ekvivalenter, for å få tall som lett lar seg sammenligne med tallene i Rystad Energy (2023). Oljedirektoratet oppgir at det er 7,49 fat per tonn olje (Oljedirektoratet, 2021), som dermed gir utslipp på **427 kg CO₂ per fat olje**.

For gass er konverteringen noe mer komplisert. Oljedirektoratet opererer med en omregningsfaktor der 1000 Sm³ gass omtales som 1 Sm³ oljeequivalenter. Kombinert med at det er 6,29 fat olje per Sm³ olje, gir det oss utslipp på **372 kg CO₂ per fat-ekvivalent gass**. Det finnes andre måter å konvertere fra Sm³ gass til fat-ekvivalenter. En vanlig konverteringsmetode for å få en felles enhet for å sammenligne gass og olje, er å konvertere til fat-ekvivalenter basert på mengden energi i gass, heller enn en fast omregning av volum slik Oljedirektoratet gjør det. Med en slik definisjon blir 1000 Sm³ gass lik 5,883 fat-ekvivalenter olje (BP, 2021). Det har imidlertid lite å si hvilken omregningsfaktor man bruker fra gass til olje, så lenge den samme omregningsfaktoren brukes for alle beregninger av utslipp. Til sammenligning opererer Amerikanske Environmental Protection Agency (EPA) med utslippsintensiteter på 432 kg CO₂-ekvivalenter per fat olje og 320 kg CO₂-ekvivalenter per boe gass (EPA, 2023),²⁰ som er forholdsvis likt som vår beregning for olje, men noe lavere for gass. Det kan forklares av forskjellen mellom tørrgass og rikgass, som er drøftet nærmere nedenfor.

Rystad Energy (2021) oppgir utslippsintensiteter på 362 kg CO₂-ekvivalenter per fat olje, og 315 kg CO₂-ekvivalenter per fat-ekvivalent gass, mens Rystad Energy (2023) oppgir intensiteter på 419 kg CO₂-ekvivalenter per fat olje, og 293 kg CO₂-ekvivalenter per fat-ekvivalent gass. Forskjellen er særlig stor for utslippsintensiteten for gass. Forklaringen er at Rystad Energy oppgir at de bruker utslippsintensiteten til tørrgass, som er på 1,99 tonn CO₂ per 1000 Sm³ gass, mens vi bruker utslippsintensiteten til rikgass. Tørrgass er det som eksporteres i rør eller LNG fra Norge, og består i all hovedsak av metan, med noe etan. Rikgass er det som faktisk produseres fra norsk sokkel, og inneholder også tyngre hydrokarboner som propan, butaner og nafta (våtgasser eller NGL).

Rikgass fra sokkelen blir behandlet på ulike prosessanlegg som Kårstø og Kollnes. Disse anleggene eksporterer både tørrgass i rør, og våtgass (NGL) på skip. Forbrenningsutslippene fra NGL er

²⁰ Tallet for gass er konvertert fra utslipp per tusen kubikfot.

derfor utvilsomt en del av de samlede forbrenningsutslippene fra norsk gassproduksjon. I 2022 ble det ifølge Oljedirektoratet produsert 12,2 millioner Sm³ o.e. med NGL og 123,7 millioner Sm³ o.e. gass. Produksjonen av NGL utgjør med andre ord omtrent 10 prosent av den totale produksjonen. Å se bort ifra det innebærer å undervurdere utslippene.

Alle markedseffekter vi har sett på for gass i kapittel 3 og 4, gjelder tørrgass. NGL omsettes i andre markeder enn tørrgass, med andre mekanismer. Ideelt sett burde derfor netto forbruksendring, som er drøftet i kapittel 3, og substitusjon, som er drøftet i kapittel 4, analyseres separat for NGL. Det er lite litteratur som ser spesifikt på elastisiteter for NGL. Derfor er det lite hensiktsmessig. Ved å bruke utslippsintensiteten til rikgass gjennomgående i beregningene, så gir det samme resultat som å anta at markedsmekanismene for NGL er de samme som for tørrgass. Vi mener det er en forsvarlig forenkling. På noen områder kan det gi for lave netto forbrenningsutslipp. Som vi vil se i avsnitt 5.3 er metanutslipp fra gasstransport i andre deler av verden et viktig element i beregningen av de netto utslippene fra økt norsk gassproduksjon. Det er en problemstilling som er spesifikk for tørrgass. Dermed gir vår forenkling noe høye utslipp fra utenlandsk produksjon, som dermed vil tilsi at vi kan undervurdere de netto utslippene av økt norsk produksjon tilsvarende.

5.2 Utslipp fra andre energikilder

Vår tilnærming til substitusjon innebærer at vi beregner direkte endringen i etterspørsel av kull, gass, olje, og elektrisitet, samt at vi for endret gassproduksjon beregner forbruksendringen av kull innad i elektrisitetssektoren. For de tre fossile energikildene kull, gass og olje er deres utslippsintensiteter ved forbrenning kjente størrelser, som ikke endrer seg. Vi har allerede i det foregående avsnittet presentert utslippsintensitetene for olje og gass. For kull bruker vi en utslippsintensitet på 2594 kg CO₂ per tonn kull, basert på tall fra amerikanske EIA.

Siden endret bruk av kull i elektrisitetssektoren inngår i beregningen av den totale endringen i kullbruk, så kan utslippsintensiteten til elektrisitet være basert på gjennomsnittsutslippene fra elektrisitetsproduksjon i verden uten å vurdere om sammensetningen i kraftproduksjonen endrer seg. Vi tar utgangspunkt i IEAs APS-scenario, og tar snittet utslippsintensiteten for 2030 og 2050, som gir utslipp på 160,5 kg per MWh produsert energi.

Tabell 5.1 viser hvor mye utslippene fra annen energibruk endrer seg for hvert fat olje og hvert fat-ekvivalent gass det globale forbruket øker med som følge av substitusjon, målt i kg CO₂e. Tallene i tabellen får man ved å gange substitusjonseffektene i Tabell 4.1, med utslippsintensitetene, som er beskrevet i dette kapittelet.

Tabell 5.1 Endring i utslipp fra annen energibruk per fat økt energibruk av olje eller gass, i kg CO₂e

Energikilde	Substitusjon olje	Substitusjon gass
Olje	-	-16,9
Gass	-34,2	-
Kull	-88,0	-69,6
Elektrisitet	-19,3	-10,9
SUM per fat økt norsk produksjon	-141,5	-97,3

Kilde: Vista Analyse

Som sammenligning så finner Rystad Energy (2021) at utslippsintensitetene til substituttene til olje og gass er på henholdsvis 119 og 80 kg CO₂e per fat endret produksjon, mens tilsvarende tall i Rystad Energy (2023) er på 162 kg CO₂e per fat olje og 482 kg CO₂e per fat-ekvivalent gass. Vi finner med andre ord noe høyere utslippsintensiteter fra substitusjon enn Rystad Energy (2021), men vesentlig lavere enn Rystad Energy (2023), særlig for gass. Grunnen til det er at sistnevnte antar at all endring i gassforbruk erstatter et helt identisk energibruk som består av 70 prosent kull og 30 prosent fornybar. Som nevnt tidligere, er det ingen grunn til å anta at den samlede energibruken forblir uendret ved endrede priser, snarere viser empirisk forskning gjennomgående at det er substitusjon mellom energibruk og andre innsatsfaktorer. Den mest betydningsfulle antakelsen i Rystad Energy (2023) er imidlertid at 70 prosent av energibruken som erstattes er i form av kull. Den antakelsen er liten grad begrunnet, ut over at flere land med stor import av LNG også bruker kull i kraftsektoren.

For å finne ut hvor mye utslippene endrer seg fra bruk av energisubstitutter per fat økt norsk oljeproduksjon, må man i tillegg multiplisere resultatene i Tabell 5.1 med den netto forbruksendringen som ble beregnet i kapittel 3. Resultatet av det er gjengitt i Tabell 5.2.

Tabell 5.2 Endring i utslipp fra annen energibruk per fat økt produksjon av olje eller gass, i kg CO₂e

Energikilde	Substitusjon olje	Substitusjon gass
Olje	-	-4,0
Gass	-9,0	-
Kull	-23,2	-16,3
Elektrisitet	-5,1	-2,5
SUM per fat økt norsk produksjon	-37,2	-22,8

Kilde: Vista Analyse

5.3 Utslipp fra norsk og utenlandsk petroleumsproduksjon

Utslipp fra oljeproduksjon

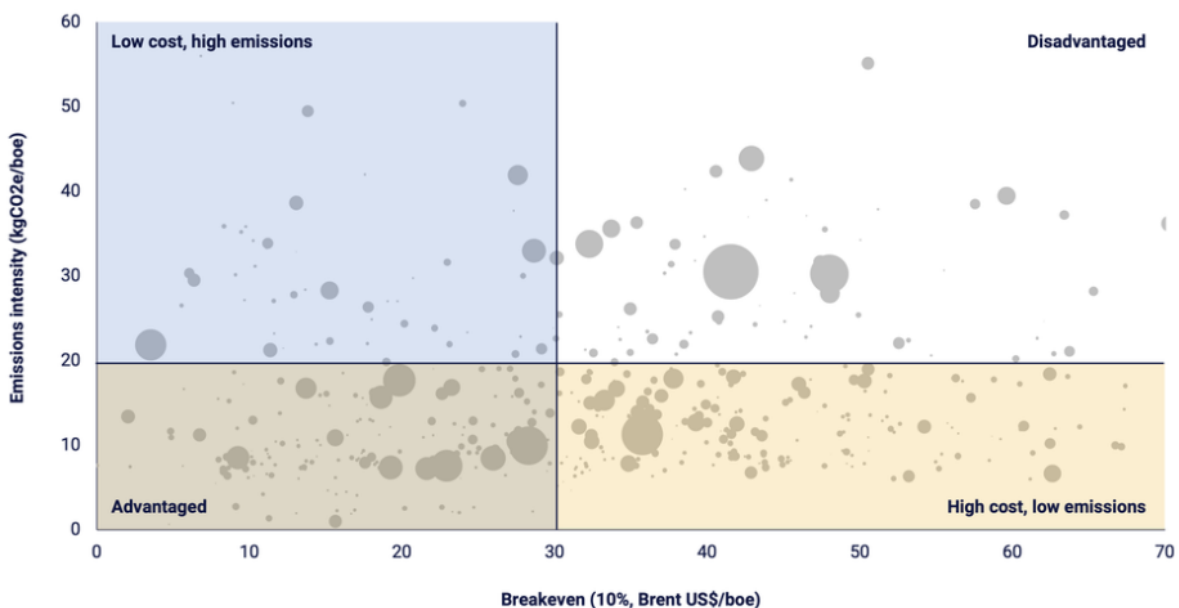
Rystad Energy (2023) tar utgangspunkt i at utslippsintensiteten til norsk oljeproduksjon er på 22 kg CO₂e per fat olje. De lave utslippene for ny norsk oljeproduksjon kommer blant annet av lave oppstrømsutslipp,²¹ fordi det antas elektrifisering. Produksjonsutslippene i Norge vil variere fra felt til felt, og elektrifisering er ikke aktuelt i alle nye felt. I vurderinger av PUDer vil de faktiske produksjonsutslippene fra det enkelte felt være tilgjengelige og måtte brukes. Vi går derfor ikke nærmere inn på om Rystad Energys antakelse av utslippsnivået for fremtidige norsk oljeproduksjon er realistisk eller for optimistisk.

Utslippene fra resten av verden er i Rystad Energy (2023) på 82 kg CO₂e per fat olje. Utslippene fra resten av verden fordeler seg hos Rystad Energy på 31 kg CO₂e per fat olje i oppstrømsutslipp, 26 kg CO₂e per fat olje i midtstrømsutslipp, og 25 kg CO₂e per fat olje i metanutslipp. Oppstrømsutslippene er basert på en antakelse om at norsk olje vil fortrenge olje med en høy balansepris, som har høyere utslipp per fat enn det globale snittet på 20 kg CO₂e per fat olje.

Figur 5.1, fra det anerkjente analyseselskapet Wood Mackenzie, viser at den antakelsen ikke nødvendigvis er riktig (Wood Mackenzie, 2023).

Figur 5.1 Endrede globale utslipp i kg CO₂e per fat redusert norsk oljeproduksjon

The good, the bad and the ugly of commercial undeveloped fields



Source: Wood Mackenzie Lens. Includes fields approved or justified for development and economically viable fields. Bubble size represents field reserves, with largest bubble = 11.4 billion boe. Emissions intensity is average Scope 1 and 2 over field life. Breakeven is Brent price needed to achieve a 10% internal rate of return. Includes standalone fields and field groups. Excludes undeveloped child fields within partially developed field groups.

Kilde: Wood Mackenzie

²¹ Med oppstrømsutslipp menes utslipp forbundet med oppstrømsaktiviteten, det vil si selve produksjonen av olje og gass fra feltene. Midtstrøm er transport og prosessering, mens nedstrømsaktiviteter er distribusjon og salg til sluttbruker.

De har klassifisert utviklede ressurser etter utslippsintensitet og kostnadsnivå. 28 prosent av ressursene er i felt med utslipp under 20 kg CO₂e per fat olje og en break-even pris på under 30 USD per fat, mens 38 prosent av ressursene er i felt med utslipp under 20 kg CO₂e per fat olje og en break-even pris på over 30 USD per fat. Med andre ord er det hele 66 prosent av de utviklede ressursene som har et utslippsnivå på under 20 kg CO₂e per fat olje. Wood Mackenzie finner at 10 prosent av ressursene har høye utslipp og lave kostnader, mens 24 prosent har høye kostnader og høye utslipp. Selv om man forutsetter at alle ressurser med lave kostnader vil bli utviklet uansett, og økt norsk oljeproduksjon vil konkurrere med ressurser med kostnader over 30 USD per fat, har 62 prosent av disse ressursene utslipp på under 20 kg CO₂e per fat olje, ifølge Wood Mackenzie. Ut ifra det mener vi det ikke er riktig å forutsette at norsk olje i snitt vil fortrenge oljeproduksjon med utslipp som ligger over det globale snittet på 20 kg CO₂e per fat olje.

Metanutslipp fra oljeproduksjon er et tema det er økende oppmerksomhet om, med globale metanutslipp fra oljeproduksjon på totalt 42,9 millioner tonn, som tilsvarer 1 287 millioner tonn CO₂e.²² (IEA, 2022b). Rystad Energy forutsetter at utslippene fra global produksjon er på om lag 25 kg CO₂e per fat olje, basert på tall fra IEA og en forutsetning om at målet i Global Methane Pledge om å redusere metanutslipp med 30 prosent innen 2030 nås. Med en tilsvarende beregning basert på tallene fra IEA finner vi at metanutslippene i 2030 blir på 27,5 kg CO₂e per fat olje, som er omtrent samme nivå som Rystad Energy.²³ Å kutte metanutslipp fra oljeproduksjon er i mange tilfeller et svært billig og enkelt klimatiltak, noe også IEA påpeker. I tillegg er det nå innført eller i ferd med å bli innført politikk mot metanutslipp i stadig flere oljeprodukerende land. Viktigst er kanskje den amerikanske klimaloven «Inflation Reduction Act», vedtatt i 2022, som inneholder tiltak mot metanutslipp fra olje og gassproduksjon i form av en avgift som skal øke til 1500 USD per tonn metan f.o.m. 2026. I et lavutslippsscenario er det grunn til å anta en mye større nedgang. Det er drøftet i avsnitt 5.4.

Det er urealistisk å anta at dagens nivå på midtstrømsutslipp vil forbli uendret mange år frem i tid. Som beskrevet i kapittel 2.2 er det relevante analyseåret for de fleste nye norske oljefelt en gang mellom 2030 og 2040, og for leting er det situasjonen etter 2040 som er mest relevant. Som et konservativt anslag forutsetter vi en nedgang i midtstrømsutslipp på 15 prosent fra dagens nivå.

I vårt basisscenario forutsetter vi klimagassutslipp på 69,6 kg CO₂e per fat olje produsert i resten av verden, fordelt på 20 kg CO₂e i oppstrømsutslipp, 22,1 kg i midtstrømsutslipp og 27,5 kg CO₂e per fat olje i metanutslipp.

Utslipp fra gassproduksjon

For gassproduksjon anslår Rystad Energy (2023) at norske utslipp er på svært lave, 3 kg CO₂e per fat-ekvivalent gass. Disse kommer i sin helhet fra midtstrømsutslipp. Det forutsettes null utslipp fra oppstrøms gassproduksjon, basert på en forutsetning om at all ny produksjon vil være elektrifisert. Som nevnt i forbindelse med gjennomgangen av utslipp fra oljeproduksjon, er dette en usikker antakelse, og man må for hvert enkelt nye felt som vurderes bruke de faktiske utslippene. Rystad Energy forutsetter også tilnærmet null i metanutslipp. Det er en riktig antakelse for

²² Ved bruk av GWP 100 for å konvertere fra metanutslipp til CO₂ekvivalenter.

²³ Rystad Energy beskriver ikke sin beregning, og det er derfor ikke mulig å vite hva som er årsaken til det lille avviket vi finner.

utslippene fra norsk sokkel, der Norge har et nivå på metanutslipp som ligger svært lavt sammenlignet med andre land.

Beregningen til Rystad Energy forutsetter at all norsk gass eksporteres via rør. Det er tilfelle for gass fra Nordsjøen og Norskehavet. For gass fra Barentshavet derimot transporteres gassen utelukkende via LNG. Det er for eksempel relevant for Askeladd Vest, som det skal PUD for snart. For den delen av norsk gass som eksporteres via LNG, må utslippene forbundet med LNG-transporten med skip, og regassifisering i mottakerlandet tas med. Rystad Energy anslår selv disse å ligge på totalt 21 kg CO₂e per fat-ekvivalent gass for LNG til Europa, men inkluderer altså ikke disse utslippene i de totale utslippene forbundet med norsk gass.

I tillegg er det per dags dato vesentlig utslipp fra flytendegjøring i Norge. LNG-anlegget på Melkøya slipper ut 850 000 tonn CO₂ per år, som utgjør om lag 12 kg CO₂e per fat-ekvivalent gass.²⁴ Melkøya er planlagt elektrifisert, men det er ikke besluttet ennå. Det vil i så fall redusere utslippsnivået til om lag 2 CO₂e per fat-ekvivalent gass. For gassfelt som skal knyttes til Melkøya og der eksporten skal skje i form av LNG, må dermed utslipp på om lag 23 kg CO₂e per fat-ekvivalent gass legges til dersom man forutsetter elektrifisering av Melkøya og 33 kg CO₂e dersom man ikke gjør det.

Utslippene fra den globale gassproduksjonen norsk gass eventuelt fortrenger er satt av Rystad Energy til 108 kg CO₂e per fat-ekvivalent gass, hvorav 81 er oppstrøms- og midtstrømsutslipp av CO₂, og 27 kg CO₂e er de totale metanutslippene i verdikjeden. Rystad Energy har forutsatt at metanutslippene i 2030 vil være 30 prosent lavere enn dagens, i tråd med målsetningen i Global Methane Pledge. Vårt anslag er hentet fra forskningslitteratur som undersøker de samlede klimagassutslippene i hele verdikjeden til amerikansk LNG frem til regassifisering i mottakerlandet (Roman-White, et al., 2021). Det gir utslipp på 99,6 kg CO₂e, hvorav 21,8 kg CO₂e er metanutslipp. I likhet med Rystad Energy, legger vi til grunn at målene i Global Methane Pledge nås.

Vi anser det som urealistisk å forutsette at øvrige utslipp i verdikjeden vil forbli uendret på dagens nivå frem til godt etter 2030. I likhet med produksjonsutslippene for olje, legger vi derfor inn et konservativt anslag om 15 prosent nedgang i øvrige utslipp. Samlet sett gir den forventede nedgangen i metanutslipp og øvrige utslipp en utslippsintensitet på 81,4 kg CO₂e per fat-ekvivalent gass.

5.4 Utslippsintensiteter i et lavutslippsscenario og på lang sikt

I et lavutslippsscenario vil både utslippsintensiteten til substitutter og til annen olje og gassproduksjon bli annerledes. De direkte utslippene ved forbrenning av olje, gass eller kull, endres ikke i ulike scenarioer. Derimot endres utslippsnivået i kraftproduksjon. I beregninger av substitusjonsutslippene i et lavutslippsscenario, forutsetter vi utslipp fra kraftsektoren basert på snittet av IEAs Net Zero Emission (NZE) scenario for 2030 og 2050. Tabell 5.3 oppsummerer størrelsen på endringen i utslipp fra substitutter basert på de justerte substitusjonseffektene beskrevet i avsnitt 4.2, og disse utslippsintensitetene.

²⁴ Produksjonen av LPG og kondensat er inkludert i det årlige produksjonsvolumet i tråd med at vi har inkludert det i utslippsintensiteten til gassproduksjonen. Utslippsintensiteten dersom man regner for LNG-produksjonen alene blir noe høyere.

Tabell 5.3 Endring i utslipp fra annen energibruk per fat økt produksjon av olje eller gass, i kg CO₂e, i et lavutslippsscenario

Energikilde	Substitusjon olje	Substitusjon gass
Olje	-	-2,6
Gass	-6,2	-
Kull	-14,1	-9,7
Elektrisitet	-4,8	-2,3
SUM per fat økt norsk produksjon	-25,1	-14,7

Kilde: Vista Analyse

IEA har estimert at i et lavutslippsscenario, må metanutslippene fra oljeproduksjon reduseres fra dagens 41,2 millioner tonn, til 4,9 millioner tonn (IEA, 2022b). Det tilsvarer en utslippsintensitet på 5,3 kg CO₂e per fat. Med mindre oljeetterspørsel i et lavutslippsscenario, vil ressurser med høyere kostnader som i hovedsak også har høyere utslipp, ikke bli utvinnet. Derfor legger vi til grunn lavere oppstrømsutslippsintensitet i lavutslippsscenarioet. Vi legger også til grunn lavere midtstrømsutslipp. I IEAs NZE scenario er verdens utslipp i 2030 38 prosent under dagens nivå. I 2040 er de totale klimagassutslippene 85 prosent under dagens nivå. En halvering av oppstrøms- og midtstrømsutslipp fra dagens nivå anser vi på bakgrunn av det som et konservativt anslag på hva som er nødvendig av utslippsreduksjoner i et lavutslippsscenario i den tidsperioden som er relevant for denne rapporten. Samlet sett gir det en utslippsintensitet for annen oljeproduksjon på 28,3 kg CO₂e per fat. Selv om det er et lavt utslippsnivå sammenlignet med dagens, er det ikke et urealistisk utslippsnivå for verdens oljeproduksjon i et lavutslippsscenario. Det vil fortsatt innebære høyere samlede utslipp enn det elektrifiserte norske oljefelt har i dag.

For gass tar vi utgangspunkt i at IEA har estimert at metanutslippene må reduseres med 70 prosent innen 2030 (IEA, 2021). For øvrige utslipp legger vi til grunn en utslippsreduksjon på 50 prosent i likhet med det vi gjør for oljeproduksjon. Basert på anslag av dagens utslipp fra forskningslitteraturen (Roman-White, et al., 2021), gir det utslipp i vårt lavutslippsscenario på 45,3 kg CO₂e per fat-ekvivalent gass.

I langtidsversjonen av basisscenarioet forutsetter vi samme utslippsintensiteter som i lavutslippsscenarioet. Det er fordi denne versjonen av basisscenarioet beskriver situasjonen i perioden 2040-2060 der verden har gått saktere mot nullutslipp, enn det som kreves for å nå 1,5-gradersmålet, men likevel har gjennomført betydelige klimatiltak. For substitusjonseffektene brukes utslippsintensitetene for kraftsektoren fra IEAs APS-scenario i 2050. Kombinert med beregningen beskrevet i avsnitt 4.2, blir resultatet i langtidsscenarioet at hvert fat olje fortrenger andre energikilder med utslipp på 26,6 kg CO₂e, mens tilsvarende tall for gas er på 13 kg CO₂e.

For langtidsversjonen av lavutslippsscenarioet forutsetter vi en like stor nedgang i utenlandske produksjonsutslipp, som IEA legger til grunn for verdens samlede utslipp i NZE-scenarioet for 2050, og substitusjonseffektene beregnes på bakgrunn av det samme scenarioet.

6 Samlet beregning av netto forbrenningsutslipp

6.1 Basisscenario

Det mest sentrale elementet i beregningen av hvor mye utslippene globalt vil endres ved en endring i produksjon av olje eller gass, er hvor stor effekt det har på det samlede forbruket. Som beskrevet tidligere avhenger det av tilbudselastisiteten og etterspørselastisiteten. La oss definere:

$$\alpha = -\frac{\varepsilon_E}{\varepsilon_T - \varepsilon_E}$$

Beregningen av de netto forbrenningsutslippene fra en gitt reduksjon i norsk oljeproduksjon kan da oppsummeres som:

$$\partial U_o = [\alpha_o \mu_o - \alpha_o \mu_{SO} g - \mu_{p,NOR} + (1 - \alpha_o) \mu_{p,V}] \partial T$$

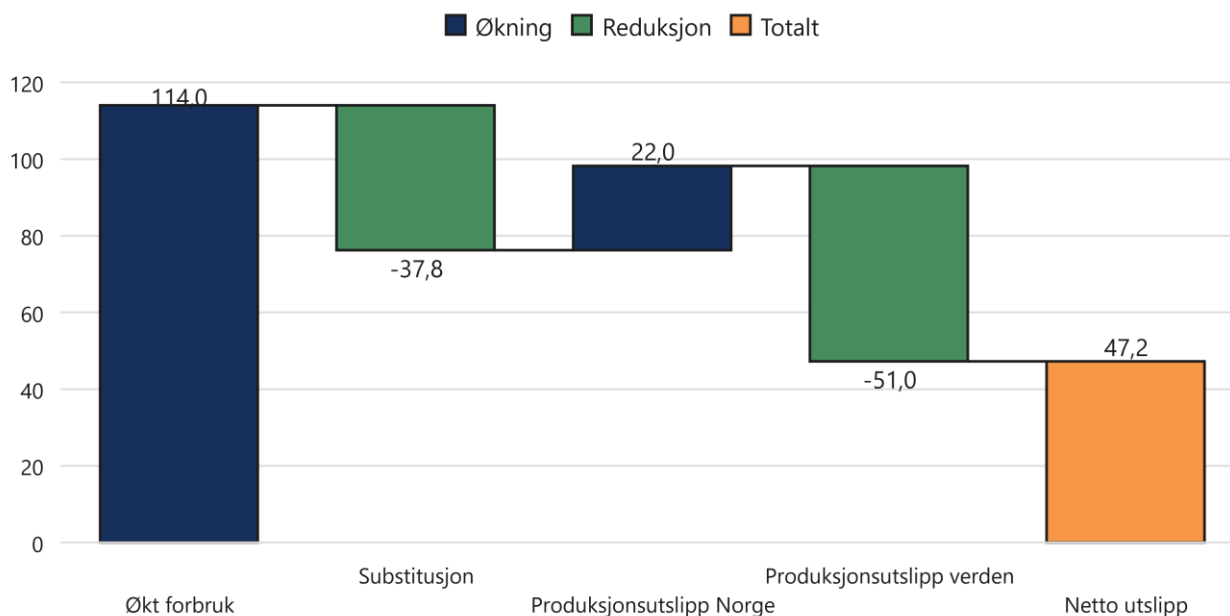
Der μ_o er utslippsintensiteten ved forbrenning av olje, μ_{SO} er utslippsintensiteten ved bruk av substituttene til olje, g er graden av substitusjon til andre energikilder, $\mu_{p,NOR}$ er utslippsintensiteten ved norsk produksjon av olje, og $\mu_{p,V}$ er utslippsintensiteten ved produksjon av olje i resten av verden (eller fra den oljen man forutsetter at erstatter norsk olje). ∂T er uttrykket for en liten endring i norsk olje- eller gassproduksjon

Uttrykket kan forenkles til:

$$\partial U_o = [\alpha_o (\mu_o - \mu_{SO} g - \mu_{p,V}) + \mu_{p,V} - \mu_{p,NOR}] \partial T$$

Ved å sette inn etterspørsels- og tilbudselastisitetene fra 3.1.2 og 3.2.6, får man en samlet forbruksendring på 26,3 % for olje (Tabell 3.5), som kombinert med substitusjonseffektene i kapittel 4, og utslippsintensitetene fra kapittel 5, gir en økning i globale utslipp på **47,2 kg CO₂e** per fat økt norsk oljeproduksjon.

Hvordan denne reduksjonen fordeler seg på de ulike effektene er beskrevet i Figur 6.1.

Figur 6.1 Endrede globale utslipp i kg CO₂e per fat økt norsk oljeproduksjon

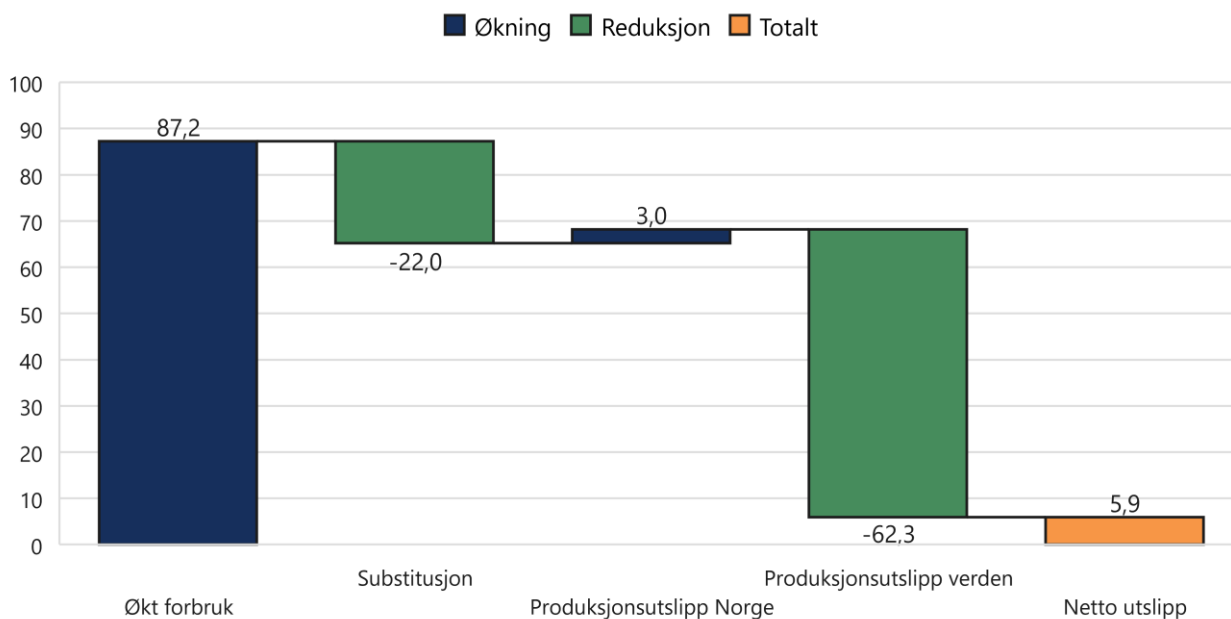
Kilde: Vista Analyse

Den netto økningen i oljeforbruk som følge av økt norsk oljeproduksjon er beregnet å være på 26,7 prosent av produksjonsøkningen. Det gir utslipp på 114 kg CO₂e per fat økt norsk oljeproduksjon. Deler av det økte forbruket av olje erstatter annen energibruk. Hvilke energikilder og i hvor store mengder bestemmes av en beregning basert på krysspriselastisitetene, som beskrevet i kapittel 4. Det gir isolert sett en reduksjon i utslipp på 37,8 kg CO₂. Oljeproduksjon i Norge gir, per forutsetning fra Rystad Energy, utslipp på 22 kg CO₂ per fat olje. Utslippene i utenlandsk oljeproduksjon er på 69,6 kg CO₂ per fat. Fordi økt norsk produksjon bidrar til en netto økning i forbruket av olje, reduseres produksjonen i resten av verden med mindre enn et fat for hvert fat olje ekstra Norge produserer. Dermed blir de reduserte utslippene fra annen oljeproduksjon på 51 kg CO₂ per fat produsert i Norge. Når de ulike effektene trekkes sammen, ender vi med netto 47,2 kg økte CO₂-utslipp per fat produsert i Norge.

Det tilsvarende tallet for gass er en økning i globale utslipp på **5,9 kg CO₂e** per fat-ekvivalent økt norsk gassproduksjon.²⁵ Figur 6.2 oppsummerer de ulike effektene. Som det fremkommer av figuren, er det særlig de høye utslippene fra produksjon og transport av utenlandsk produsert gass, som delvis oppveier den negative klimaeffekten av økt norsk gassproduksjon. Disse har vi anslått til 81,4 kg CO₂ per fat-ekvivalent, og siden hver fat-ekvivalent gass produsert i Norge fortrenger mindre enn en fat-ekvivalent, blir denne effekten på 62,3 4 kg CO₂ per fat-ekvivalent norsk produksjon.

²⁵ Det forutsetter eksport med rør. For et gassfelt i Barentshavet som eksporterer i form av LNG, blir netto utslippseffekt på 28,9 kg CO₂e per fat-ekvivalent økt norsk gassproduksjon, gitt elektrifisering av Melkøya.

Figur 6.2 Endrede globale utslipp i kg CO₂e per fat-ekvivalent redusert norsk gassproduksjon

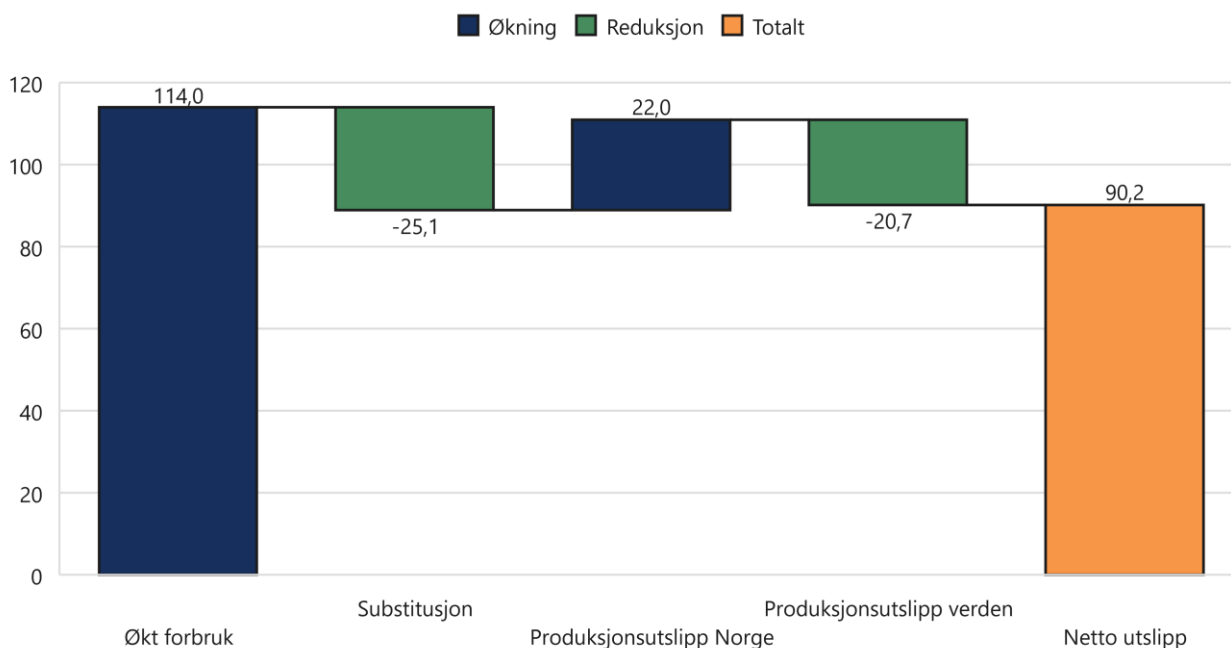


Kilde: Vista Analyse

6.2 Resultater i et lavutslippsscenario og på lang sikt

Figur 6.3 og Figur 6.4 oppsummerer effekten av henholdsvis økt olje og økt gassproduksjon i Norge på globale utslipp i et lavutslippsscenario.

Figur 6.3 Endrede globale utslipp i kg CO₂e per fat økt norsk oljeproduksjon i et lavutslippsscenario



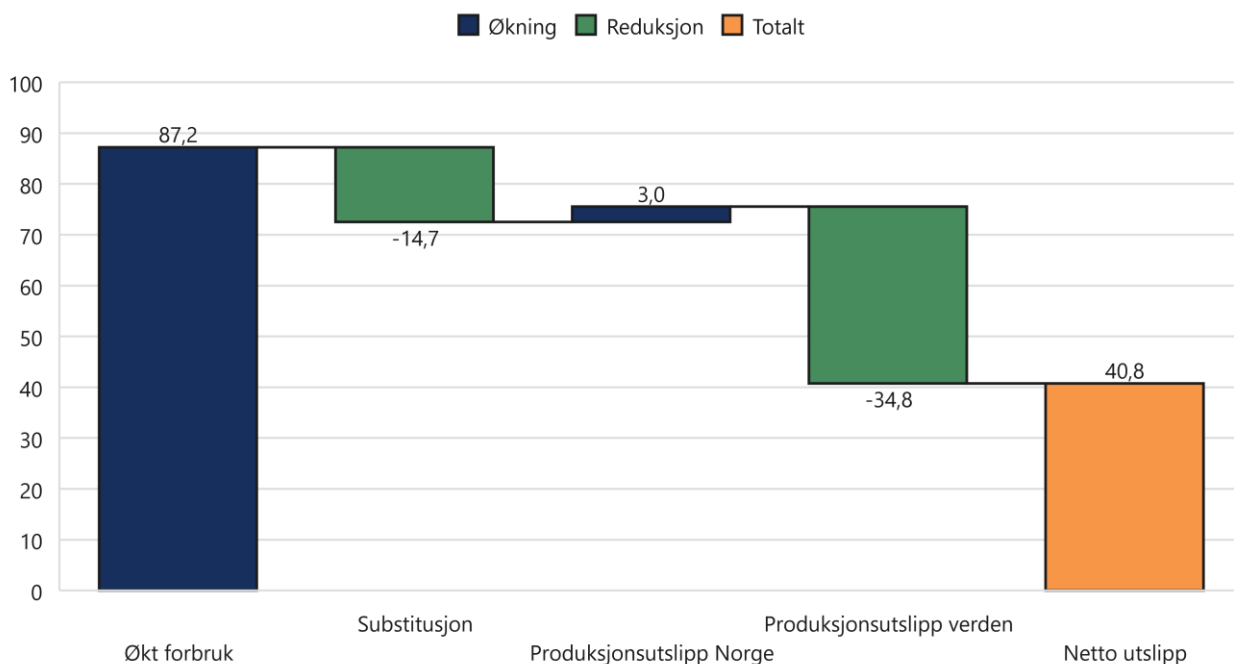
Kilde: Vista Analyse

Den største forskjellen fra basisscenarioet er at det forutsettes lavere utslipp fra konkurrerende olje og gassproduksjon i dette scenarioet. For olje er utslippene per fat utenlandsk produksjon på 28,3 kg CO₂. Fordi økt norsk produksjon bidrar til en netto økning i forbruket av olje, reduseres produksjonen i resten av verden med mindre enn et fat for hvert fat olje ekstra Norge produserer. Derfor blir også de reduserte utslippene fra annen oljeproduksjon på kun 20,7 kg CO₂ per fat produsert i Norge.

Også nedgangen i utslipp fra annen energibruk som erstattes, utslipp fra substitusjon, er lavere i et lavutslippsscenario fordi det forutsettes at det er mindre substitusjon fra fossile energikilder og fordi kraftmiksen i verden er renere. I sum kommer vi frem til at et fat økt oljeproduksjon i Norge i et lavutslippsscenario vil gi **90,2 kg CO₂e** i økte utslipp.

For gass er de totale utslippene fra utenlandsk produksjon fortsatt relativt høye, på 45,4 kg CO₂e per fat-ekvivalent produsert i utlandet. Det gir en nedgang i utslipp på 34,8 kg CO₂e per fat-ekvivalent produsert i Norge, når det tas hensyn til at økt norsk gassproduksjon bare delvis fortrenger utenlandsk produksjon.

Figur 6.4 Endrede globale utslipp i kg CO₂e per fat-ekvivalent redusert norsk gassproduksjon i et lavutslippsscenario



Kilde: Vista Analyse

Samlet finner vi at hver fat-ekvivalent økt norsk gassproduksjon gir **40,8 kg CO₂e** i økte utslipp i et lavutslippsscenario.

I langtidsversjonen av basisscenarioet finner vi at økt norsk oljeproduksjon gir netto utslipp på **110,1 kg CO₂e** per fat, og økt gassproduksjon gir økte utslipp på **55,1 kg CO₂e** per fat-ekvivalent. I langtidsversjonen av lavutslippsscenarioet finner vi at økt norsk oljeproduksjon gir netto utslipp på **194,8 kg CO₂e** per fat, og økt gassproduksjon gir økte utslipp på **111,2 kg CO₂e** per fat-ekvivalent.

6.3 Resultater med endrede forutsetninger

6.3.1 Betydning av endrede elastisiteter

Mange av forutsetningene som er brukt i de foregående beregningene er usikre. Det er derfor relevant å vurdere hvordan konklusjonene endres ved andre antakelser. Tabell 6.1 viser de samlede netto endringene i utslipp ved redusert norsk oljeproduksjon, med ulike forutsetninger om etterspørsels- og tilbudselasititeten for olje.

Tabell 6.1 Netto endrede utslipp ved ulike forutsetninger for tilbuds- og etterspørselselastisitet, i kg CO₂ per fat økt norsk oljeproduksjon

Kilde	Tilbud:	IEA-snitt og lete-snitt	IEA-2030	IEA-2050	Letesnitt høy	Rystad (2021) og (2023)	Fæhn et al. (2017)	Prest (2020)	BLM (2023)
Etterspørsel:	<i>Elastisiteter</i>	0,73	0,38	1,06	1,28	1	0,5	0,4	0,34
Uría-Martínez et al. (2018)	-0,26	47,2	96,9	22,2	24,2	25,7	73,9	92,3	106,3
Uría-Martínez et al. + 10 år	-0,39	77,9	132,5	47,7	50,2	52,0	108,0	127,7	142,1
Rystad (2021)	-0,10	-4,0	26,5	-17,1	-16,1	-15,3	11,6	23,4	33,1
Rystad (2023)	-0,11	-0,2	32,3	-14,3	-13,2	-12,4	16,4	29,0	39,2
Fæhn et al. (2017)	-0,50	98,7	154,4	66,0	68,7	70,8	130,0	149,7	163,8
Prest (2020)	-0,20	27,1	71,0	6,2	7,9	9,1	50,2	66,8	79,7
BLM (2023)	-0,19	30,1	75,1	8,6	10,3	11,6	53,9	70,8	83,9

Kilde: Vista Analyse

Som det fremkommer av tabellen er det kun med de svært lave etterspørselselastisitetene som benyttes i Rystad Energy (2021) og (2023) at man kommer frem til at økt norsk oljeproduksjon kan gi reduserte globale utslipp. I alle andre tilfeller gir økt produksjon av olje, økte utslipp.

Tabell 6.2 gir utslippseffekten av økt gassproduksjon i Norge, med ulike forutsetninger om tilbuds- og etterspørselselastisitet. Som det fremkommer av tabellen innebærer en lavere etterspørselselastisitet eller en høyere tilbudselasititet at de netto utslippene kan bli under null, mens endringer i motsatt retning vil øke de netto utslippene ved økt norsk gassproduksjon.

Tabell 6.2 Netto endrede utslipp ved ulike forutsetninger for tilbuds- og etterspørselastisitet, i kg CO₂ per fat-ekvivalent økt norsk gassproduksjon

Kilde	Tilbud:	IEA-snitt alle land	IEA høy	IEA lav	Rystad (2021) høy	Rystad (2021) lav	Rystad (2023)	Prest (2020)	BLM (2023)
Etterspørsel:	<i>Elastisiteter</i>	2,22	2,33	1,59	4,4	2,2	2	1,7	1
Labandeira et al. (2017)	-0,68	5,9	2,7	29,3	-30,3	6,5	12,8	24,3	67,1
Rystad (2021)	-0,5	-12,3	-15,0	7,6	-41,7	-11,8	-6,5	3,3	41,4
Rystad (2023)	-0,6	-1,9	-4,9	20,1	-35,2	-1,4	4,6	15,4	56,4
Prest (2020)	-0,2	-48,7	-50,0	-38,2	-62,7	-48,4	-45,7	-40,5	-18,5
BLM (2023)	-0,89	24,4	20,8	50,6	-17,9	25,1	32,3	45,1	90,9

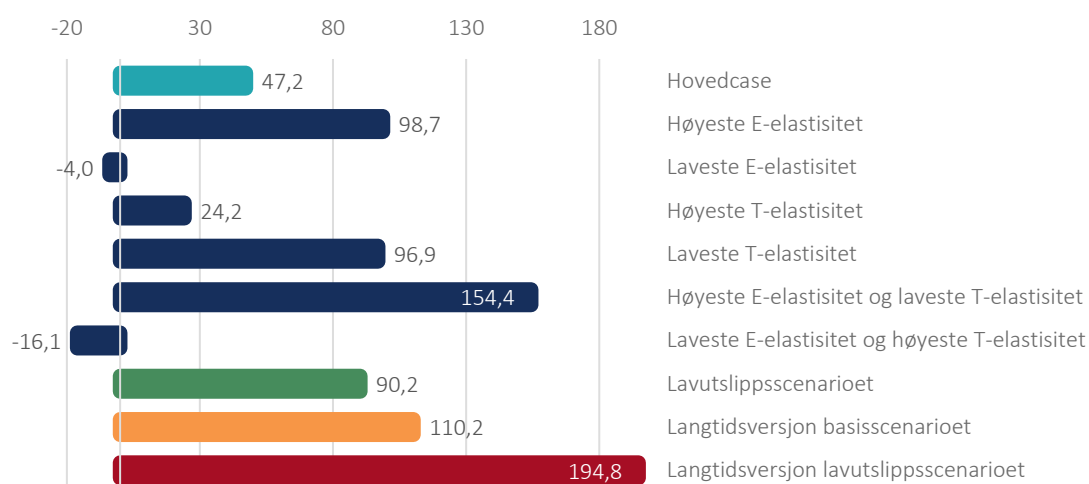
Kilde: Vista Analyse

Som det fremkommer av tabellen får man økte utslipp dersom man bruker samme forutsetninger om tilbuds- og etterspørselastisiteter for gass som Rystad Energy (2023). Grunnen til det er at det som særlig skiller Rystad Energys analyse fra vår når det kommer til gass, er at Rystad Energy antar at gass erstatter andre energikilder med en svært høy utslippsintensitet. Ved å basere denne substitusjonseffekten på empiriske funn fra forskningslitteraturen om substitusjon mellom energikilder, endres konklusjonen.

6.3.2 Oppsummering av sensitivitetsanalyser

Figur 6.5 oppsummerer konklusjonene for olje fra syv ulike sett med forutsetninger i basisscenarioet, samt resultatene i lavutslippsscenarioet og langtidsscenarioet.

Figur 6.5 Oppsummering av resultater med sensitivitetsanalyser for olje, i kg CO₂ per fat økt oljeproduksjon.



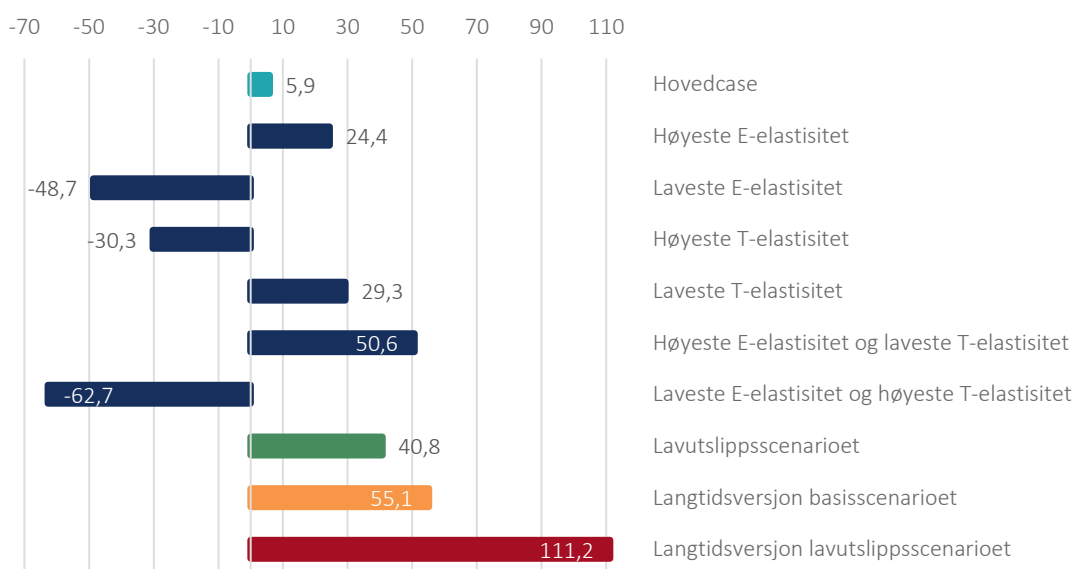
Kilde: Vista Analyse

En konklusjon fra det er at i de aller fleste tilfeller øker utslippene globalt ved økt norsk oljeproduksjon, men hvor stor økningen er, avhenger av hvilke forutsetninger man legger til grunn. I et

lavutslippsscenario eller på lenger sikt, er det derimot klart at økt norsk oljeproduksjon gir betydelige utslippøkninger.

Figur 6.6 viser en tilsvarende sensitivitetsanalyse for gass. Som det fremkommer av figuren, er det større usikkerhet om den netto klimaeffekten av økt gassproduksjon i vårt basisscenario. Vår oppfatning er at de anslagene som viser betydelig utslippsreduksjoner ved økt gassproduksjon baserer seg på urealistiske forutsetninger om markedsresponsen. I lavutslippsscenarioet og langtidsversjonene av de to scenarioene er det derimot tydelig at økt produksjon av gass gir klart økte globale utslipp.

Figur 6.6 Oppsummering av resultater med sensitivitetsanalyser for gass, i kg CO₂ per fat-ekvivalent økt redusert gassproduksjon.



Kilde: Vista Analyse

6.4 Hva betyr disse resultatene for et oljefelt som Wisting?

Tallene referert til i denne rapporten kan fremstå teoretiske og vanskelig å forstå betydningen av. En måte å gjøre det mer konkret er å bruke metoden på et oljefelt som er planlagt. Wisting er et slikt felt, som har vært planlagt utbygd av Equinor, men i skrivende stund er satt på vent. Hvor store sparte utslipp gir det verden å eventuelt droppe utbyggingen av Wisting?

Ifølge PUD del II konsekvensutredning for Wisting, inneholder feltet 78 mill. standard kubikkmeter olje, noe som tilsvarer om lag 490 millioner fat. De brutto utslippene ved forbrenning av den mengden olje er på 177,6 mill. tonn CO₂. Med vårt hovedcase for olje, hensyntatt at Wisting er et felt med svært lave produksjonsutslipp over sin levetid,²⁶ blir de netto forbrenningsutslippene på 14,1 mill. tonn CO₂, eller om lag 30 prosent av Norges samlede utslipp innenlandsk i 2021. En annen måte å illustrere det på er at det tilsvarer utslippene fra alle norske personbiler i litt over tre år. I vårt lavutslippsscenario vil de samlede netto utslippene fra Wisting bli på 35,7 mill. tonn CO₂, eller om lag 73 prosent av Norges samlede årlige utslipp. Det tilsvarer utslippene fra alle

²⁶ Utslippene i utbyggingsfasen er oppgitt å være på 180 000 tonn CO₂, mens de årlige produksjonsutslippene er på 20 000 tonn CO₂, som er lavt. Det gir produksjonsutslipp per fat på 4,59 kg CO₂

norske personbiler i 8,5 år med dagens bilpark. Om dette er høye eller lave tall for et enkelt felt, overlater vi leseren til å vurdere.

Med Rystad Energys analyse vil derimot utvikling av Wisting føre til *reduerte* utslipp på hele 21,5 mill. tonn CO₂.

6.5 Oppsummering av forutsetninger og resultater i ulike scenarier

Tabell 6.3 viser en oppsummering av de viktigste forutsetningene og resultatene, for de to ulike scenarioene, versjonene av disse scenarioene på lang sikt, og hovedscenariene fra rapportene fra Rystad Energy (Rystad Energy, 2021) (Rystad Energy, 2023), for økt oljeproduksjon. Linjene i tabellen som er i kursiv viser utslippstallene som inngår i totalsummen, jf. formelen beskrevet i avsnitt 6.1. Tabell 6.4 viser en tilsvarende oversikt for gass.

Tabell 6.3 Oppsummering over forutsetninger og resultater i de ulike scenarioene og i Rystad Energy (2021) og (2023) for olje

Tema	Basis-scenarier	Lavutslipps-scenarier	Basis-scenarier lang sikt	Lavutslipps-scenarier lang sikt	Rystad 2023	Rystad 2021
Utslippsintensitet olje	427 kg CO ₂ /fat	427 kg CO ₂ /fat	427 kg CO ₂ /fat	427 kg CO ₂ /fat	419 kg CO ₂ /fat	362 kg CO ₂ /fat
Etterspørselselastisitet	-0,26	-0,26	-0,41	-0,66	-0,11	-0,1
Tilbudselastisitet	0,71	0,71	0,71	0,71	1	1
Forbruksendring	26,7 %	26,7 %	36,5 %	48 %	9,9 %	9,1 %
<i>Utslipp fra økt forbruk</i>	<i>114 kg CO₂/fat</i>	<i>114 kg CO₂/fat</i>	<i>156 kg CO₂/fat</i>	<i>205 kg CO₂/fat</i>	<i>33 kg CO₂/fat</i>	<i>42 kg CO₂/fat</i>
Utslippsintensitet substitutter	142 kg CO ₂ /fat	94 kg CO ₂ /fat	76 kg CO ₂ /fat	10 kg CO ₂ /fat	162 kg CO ₂ /fat	119 kg CO ₂ /fat
<i>Reduserte utslipp fra substitutter</i>	<i>-38 kg CO₂/fat</i>	<i>-25 kg CO₂/fat</i>	<i>-28 kg CO₂/fat</i>	<i>-5 kg CO₂/fat</i>	<i>-16 kg CO₂/fat</i>	<i>-11 kg CO₂/fat</i>
<i>Utslippsintensitet norsk produksjon</i>	<i>22 kg CO₂/fat</i>	<i>22 kg CO₂/fat</i>	<i>0 kg CO₂/fat</i>	<i>0 kg CO₂/fat</i>	<i>22 kg CO₂/fat</i>	<i>30 kg CO₂/fat</i>
Utslippsintensitet utenlandsk produksjon	70 kg CO ₂ /fat	28 kg CO ₂ /fat	28 kg CO ₂ /fat	10 kg CO ₂ /fat	82 kg CO ₂ /fat	49 kg CO ₂ /fat
<i>Unngåtte utslipp utenlandsk produksjon</i>	<i>-51 kg CO₂/fat</i>	<i>-21 kg CO₂/fat</i>	<i>-18 kg CO₂/fat</i>	<i>-5 kg CO₂/fat</i>	<i>-74 kg CO₂/fat</i>	<i>-45 kg CO₂/fat</i>
SUM endrede utslipp per fat produsert i Norge	47 kg CO₂/fat	90 kg CO₂/fat	110 kg CO₂/fat	195 kg CO₂/fat	-26 kg CO₂/fat	8 kg CO₂/fat

Kilde: Vista Analyse

Tabell 6.4 Oppsummering over forutsetninger og resultater i de ulike scenarioene og i Rystad Energy (2021) og (2023) for gass

Tema	Basis-scenario	Lavutslipps-scenario	Basis-scenario lang sikt	Lavutslipps-scenario lang sikt	Rystad 2023	Rystad 2021
Utslippsintensitet gass	372 kg CO ₂ /fat-e	372 kg CO ₂ /fat-e	372 kg CO ₂ /fat-e	372 kg CO ₂ /fat-e	293 kg CO ₂ /fat-e	315 kg CO ₂ /fat-e
Etterspørselselastisitet	-0,68	-0,68	-0,83	-1,08	-0,6	-0,5
Tilbudselastisitet	2,22	2,22	2,22	2,22	2	4,4
Forbruksendring	23,4 %	23,4 %	27,2 %	32,7 %	23,1 %	10,2 %
<i>Utslipp fra økt forbruk</i>	<i>87 kg CO₂/fat-e</i>	<i>87 kg CO₂/fat-e</i>	<i>101 kg CO₂/fat-e</i>	<i>122 kg CO₂/fat-e</i>	<i>68 kg CO₂/fat-e</i>	<i>32 kg CO₂/fat-e</i>
Utslippsintensitet substitutter	94 kg CO ₂ /fat-e	63 kg CO ₂ /fat-e	48 kg CO ₂ /fat-e	7 kg CO ₂ /fat-e	482 kg CO ₂ /fat-e	80 kg CO ₂ /fat-e
<i>Reduserte utslipp fra substitutter</i>	<i>-22 kg CO₂/fat-e</i>	<i>-15 kg CO₂/fat-e</i>	<i>-13 kg CO₂/fat-e</i>	<i>-2 kg CO₂/fat-e</i>	<i>-111 kg CO₂/fat-e</i>	<i>-8 kg CO₂/fat-e</i>
<i>Utslippsintensitet norsk produksjon</i>	<i>3 kg CO₂/fat-e</i>	<i>3 kg CO₂/fat-e</i>	<i>0 kg CO₂/fat-e</i>	<i>0 kg CO₂/fat-e</i>	<i>3 kg CO₂/fat-e</i>	<i>7 kg CO₂/fat-e</i>
Utslippsintensitet utenlandsk produksjon	81 kg CO ₂ /fat-e	45 kg CO ₂ /fat-e	45 kg CO ₂ /fat-e	12 kg CO ₂ /fat-e	108 kg CO ₂ /fat-e	65 kg CO ₂ /fat-e
<i>Unngåtte utslipp utenlandsk produksjon</i>	<i>-62 kg CO₂/fat-e</i>	<i>-35 kg CO₂/fat-e</i>	<i>-33 kg CO₂/fat-e</i>	<i>-8 kg CO₂/fat-e</i>	<i>-83 kg CO₂/fat-e</i>	<i>-58 kg CO₂/fat-e</i>
SUM endrede utslipp per fat produsert i Norge	6 kg CO₂/fat-e	41 kg CO₂/fat-e	55 kg CO₂/fat-e	111 kg CO₂/fat-e	-123 kg CO₂/fat-e	-26 kg CO₂/fat-e

Kilde: Vista Analyse

Referanser

- Ahlvik, L., Andersen, J. J., Hamang, J. H., & Harding, T. (2022). Quantifying supply-side climate policies. *CAMP Working Paper Series*.
- Allaire, M., & Brown, S. P. (2012). *U.S. Energy Subsidies: Effects on Energy Markets and Carbon Dioxide Emissions*. The Pew Charitable Trusts.
- 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*.
- Arora, V. (2014). Estimates of the Price Elasticities of Natural Gas Supply and Demand in the United States. *MPRA Paper No. 54232*.
- Asheim, G. B., Fæhn, T., Nyborg, K., Greaker, M., Hagem, C., Harstad, B., . . . Rosendahl, K. E. (2019). The case for a supply-side climate treaty. *Science*, ss. 325-327. doi:<https://doi.org/10.1126/science.aax5011>
- 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>
- Baumeister, C., & Hamilton, J. D. (2019). Structural Interpretation of Vector Autoregressions with Incomplete Identification: Revisiting the Role of Oil Supply and Demand Shocks. *American Economic Review*, ss. 1873-1910. doi:<https://doi.org/10.1257/aer.20151569>
- 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>
- Bohm, P. (1993). Incomplete International Cooperation to Reduce CO2 Emissions: Alternative Policies. *Journal of Environmental Economics and Management*, ss. 258-271. doi:<https://doi.org/10.1006/jeem.1993.1017>
- 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>
- BP. (2021). *Approximate conversion factors - Statistical Review of World Energy*.
- BP. (2023). *Energy Outlook*.
- Brons, M., Nijkamp, P., Pels, E., & Rietveld, P. (2008). A meta-analysis of the price elasticity of gasoline demand. A SUR approach. *Energy Economics*, ss. 2105-2122.

- 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.
- Böhringer, C., Fischer, C., & Rosendahl, K. (2010). The Global Effects of Subglobal Climate Policies. *Resources for the Future Discussion Paper No. 10-48*. doi:https://dx.doi.org/10.2139/ssrn.1694104
- Caldara, D., Cavallo, M., & Iacoviello, M. (2019). Oil Price Elasticities and Oil Price Fluctuations. *Journal of Monetary Economics*, ss. 1-20.
- Cooper, J. C. (2003). Price elasticity of demand for crude oil: estimates for 23 countries. *OPEC Review*.
- Dahl, C. A. (2011). Dahl Energy Demand Elasticity Database. Hentet fra <http://dahl.mines.edu/courses/dahl/dedd/>
- Dahl, C. A. (2012). Measuring global gasoline and diesel price and income elasticities. *Energy Policy*, ss. 2-13. doi:10.1016/j.enpol.2010.11.055
- 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>
- EIA. (2012). Fuel Competition in Power Generation and Elasticities of Substitution. doi:https://www.eia.gov/analysis/studies/fuelelasticities/pdf/eia-fuelelasticities.pdf
- Eleyan, M., Çatık, A. N., Balçılar, 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.
- EPA. (2023, februar 14). *Greenhouse Gases Equivalencies Calculator - Calculations and References*. Hentet fra [epa.gov: https://www.epa.gov/energy/greenhouse-gases-equivalencies-calculator-calculations-and-references](https://www.epa.gov/energy/greenhouse-gases-equivalencies-calculator-calculations-and-references)
- Espey, M. (1998). Gasoline demand revisited: an international meta-analysis of elasticities. *Energy Econ.*, ss. 273-295.
- Fattouh, B., & Mahadeva, L. (2013). OPEC: What Difference Has It Made? *The Annual Review of Resource Economics*, ss. 427-443.

- 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>
- Foroni, C., & Stracca, L. (2022). The shale oil revolution and the global oil supply curve. *Applied Econometrics*, ss. 1-18. doi:10.1002/jae.2950
- 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/10.1787/5k49q186vxnp-en>
- FT. (2022, August 6). *US oil producers defy calls to open taps and tame war-driven energy prices*. Hentet fra FT.com: <https://www.ft.com/content/137e38d3-c0e5-493b-9690-7c2fae36483f>
- 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
- Gately, D., & Huntington, H. G. (2002). The asymmetric effects of changes in price and income on energy and oil demand. *Energy Journal*(23), ss. 19-25.
- Genc, T. S. (2017). OPEC and Demand Response to Crude Oil Prices. *Energy Economics*.
- 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>
- Graham, D., & Glaister, S. (2004). Road traffic demand elasticity estimates: a review. *Transport Review*, ss. 261-274.
- Griffin, J. M., & Schulman, C. T. (2005). Price asymmetry in energy demand models: a proxy for energy saving technical change? *Energy Journal*, ss. 1-21.
- Hagem, C., & Storrøsten, H. B. (2017). Supply- versus demand-side policies in the presence of carbon leakage and the green paradox. *The Scandinavian Journal of Economics*. doi:<https://doi.org/10.1111/sjoe.12277>
- Hamilton, J. D. (2009). Understanding Crude Oil Prices. *The Energy Journal*.
- Hansen, P. V., & Lindholt, L. (2008). The market power of OPEC 1973-2001. *Applied Economics*, ss. 2939-2959. doi:10.1080/00036840600972480
- Harstad, B. (2012). Buy Coal! A Case for Supply-Side Environmental Policy. *Journal of Political Economy*, ss. 77-115. Hentet fra <http://www.jstor.org/stable/10.1086/665405> .

- Havranek, T., Irsova, Z., & Janda, K. (2012). Demand for gasoline is more price-inelastic than commonly thought. *Energy Economics*, ss. 201-207.
- Hoel, M. (1994). Efficient Climate Policy in the Presence of Free Riders. *Journal of Environmental Economics and Management*, ss. 259-274.
- 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. (2010). Short- and long-run adjustments in U.S. petroleum consumption. *Energy Economics*, ss. 63-72. doi:<https://doi.org/10.1016/j.eneco.2009.04.006>
- 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>
- Hvinden, E. C. (2019). OPEC's crude game - The supply curve in a dynamic, strategic environment. *CAMP Working Paper Series*.
- IEA. (2021). *Driving Down Methane Leaks from the Oil and Gas Industry*.
- IEA. (2022). *World Energy Outlook 2022*. International Energy Agency.
- IEA. (2022b). *Global Methane Tracker 2022*. Hentet fra <https://www.iea.org/reports/global-methane-tracker-2022>
- IEA. (2022c). *Global Energy and Climate Model Documentation*. International energy Agency. Hentet fra <https://iea.blob.core.windows.net/assets/3a51c827-2b4a-4251-87da-7f28d9c9549b/GlobalEnergyandClimateModel2022Documentation.pdf>
- Iliescu, N. (2018). Long-run co-movements between oil prices and rig count in the presence of structural breaks. *Economics*, ss. 1171-1179.
- Javan, A., & Zahran, N. (2015). Dynamic panel data approaches for estimating oil demand elasticity. *OPEC Energy Review*, s. 53.76.
- Kilian, L. (2009). Not All Oil Price Shocks Are Alike: Disentangling Demand and Supply Shocks in the Crude Oil Market. *The American Economic Review*, ss. 1053-1069. Hentet fra <http://www.jstor.org/stable/25592494> .
- Kilian, L., & Murphy, D. P. (2014). The role of inventories and speculative trading in the global market for crude oil. *Journal of Applied Econometrics*, ss. 454-478. doi:10.1002/jae.2322
- Koetse, M. J., de Groot, H. L., & Florax, R. J. (2008). Capital-energy substitution and shifts in factor demand: A meta-analysis. *Energy Economics*, ss. 2236-2251. doi:10.1016/j.eneco.2007.06.006
- Krichene, N. (2002). World crude oil and natural gas: a demand and supply model. *Energy Economics*, ss. 557-576. doi:[https://doi.org/10.1016/S0140-9883\(02\)00061-0](https://doi.org/10.1016/S0140-9883(02)00061-0)
- Krichene, N. (2005). A Simultaneous Equations Model for World Crude Oil and Natural Gas Markets. *IMF Working Papers*.

- Labandeira, X., Labeaga, J. M., & López-Otero, X. (2017). A meta-analysis on the price elasticity of energy demand. *Energy Policy*, ss. 549-568.
- Lazarus, M., & Asselt, H. v. (2018). Fossil fuel supply and climate policy: exploring the road less taken. *Climate Change*. doi:<https://doi.org/10.1007/s10584-018-2266-3>
- Mohn, K., & Osmundsen, P. (2004). Exploration economics in a regulated petroleum province: the case of the norwegian continental shelf. *Energy Economics*, ss. 303-320.
- Newel, R. G., & Prest, B. C. (2019). The Unconventional Oil Supply Boom: Aggregate Price Response from Microdata. *The Energy Journal*. doi:<https://doi.org/10.5547/01956574.40.3.rnew>
- OECD. (2019). *Taxing Energy Use*. Hentet fra <https://www.oecd.org/tax/tax-policy/brochure-taxing-energy-use-2019.pdf>
- Olje- og energidepartementet. (2022, Juli 01). *Vurderinger av forbrenningsutslipp fra norsk petroleum*. Hentet fra [regjeringen.no: https://www.regjeringen.no/no/aktuelt/te/id2920648/](https://www.regjeringen.no/no/aktuelt/te/id2920648/)
- Oljedirektoratet. (2021). *Omregningsfaktorar*. Hentet fra <https://www.npd.no/om-oss/bruk-av-innhold/omregningsfaktorar/>
- OPEC. (2021). *Annual Statistical Bulletin*. Hentet fra [asb.opec.org](http://www.asb.opec.org)
- Ponce, M., & Neumann, A. (2014). Elasticities of Supply for the US Natural Gas Market. *DIW Berlin Discussion Papers 1372*.
- Prest, B. C. (2020). Supply-Side Reforms to Oil and Gas Production on Federal Lands. *Resources for the Future, Working Paper 20-16*.
- Prest, B. C., & Stock, J. H. (2021). Climate Royalty Surcharges. *NBER Working Paper 28564*. Hentet fra <http://www.nber.org/papers/w28564>
- 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>
- Roman-White, S. A., Littlefield, J. A., Fleury, K. G., Allen, D. T., Balcombe, P., Konschnik, K. E., . . . George, F. (2021). LNG Supply Chains: A Supplier-Specific Life-Cycle Assessment for Improved Emission Accounting. *ACS Sustainable Chem. Eng.*, s. 10857–10867. doi:<https://doi.org/10.1021/acssuschemeng.1c03307>
- Rystad Energy. (2021). *Utslippseffekten av produksjonskutt på norsk sokkel*.
- 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

- Serletis, A., Timilsina, G. R., & Vasetsky, O. (2010b). Interfuel substitution in the United States. *Energy Economics*, ss. 737-743. doi: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>
- Serletis, A., Timinsila, G. R., & Vasetsky, O. (2010). International Evidence on Sectoral Interfuel Substitution. *The Energy Journal*, ss. 1-29.
- Sinn, H.-W. (2012). *The Green Paradox: A Supply-Side Approach to Global Warming*. The MIT Press. doi:<https://doi.org/10.7551/mitpress/8734.001.0001>
- SSB. (2013). *Climate policies in a fossil fuel producing country - Demand versus supply side policies - Discussion Papers No. 747*. Hentet fra https://www.ssb.no/forskning/discussion-papers/_attachment/123895?_ts=13f51e5e7c8
- SSB. (2021). *Emission factors used in the estimations of emissions from combustion*. SSB. Hentet fra https://www.ssb.no/_attachment/404602/
- Stern, D. I. (2010). Interfuel substitution: A Meta-Analysis. *Journal of Economic Surveys*, ss. 307-331. doi:10.1111/j.1467-6419.2010.00646.x
- 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.
- 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.
- Wood Mackenzie. (2023). *Scraping the barrel: Is the world running out of high-quality oil and gas?*.
- 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*.



VISTA
ANALYSE

Vista Analyze AS
Meltzers gate 4
0257 Oslo

post@vista-analyse.no
vista-analyse.no