



Strategi for sluttfasen til norsk olje og gass

Avvikle for å utvikle, 2040

Publisert 27. august 2024

mdg

Forord

Slik vinner vi klimakampen!

Omstillingen av Norge fra en oljedominert økonomi til et samfunn med bærekraftig verdiskaping blir krevende, men byr på store muligheter. Omstillingen er nødvendig for å nå klimamålene i Paris-avtalen, og ikke minst for at Norge opprettholder velferden, arbeidsplasser og lokalsamfunn.

Som verdens rikeste land, med høy tillit og tradisjon for samarbeid, har vi alle forutsetninger for å lykkes. Norge kan bli en global drivkraft i energiomstillingen og i utviklingen av nye nullutslippsnæringer. Men knapphet på ressurser som kraft, kompetanse og arbeidskraft krever kloke veivalg, slik at økonomien ikke forblir avhengig av et eksportprodukt som verden i fremtiden ikke trenger.

Dette er MDGs forslag til en detaljert strategi for hvordan vi forutsigbart og gradvis runder av oljealderen mot 2040. Det er en krevende øvelse vi ikke hevder å ha fasiten på. Men vi må ta debatten.

Vi inviterer til en kunnskapsbasert og målrettet diskusjon over hele landet om hvordan vi lykkes i å omstille Norge. Til det trenger vi innspill fra partene i arbeidslivet, kunnskaps- og analysemiljøer, og bredden i det politiske miljøet.

Tusen takk til vårt oljenettverk som har gitt MDG og Norge dette kunnskapsgrunnlaget, og takk til alle andre som blir med i diskusjonen videre.

Ingrid Liland

Leder av programkomiteen og nestleder i Miljøpartiet De Grønne

Sammendrag

Verden og Norge står midt i klimaomstillingen. For å hindre at farlige klimaendringer går utover vannforsyning, tilgang på mat, trygge bosteder og fred må fossil energi fases ut, og erstattes av fornybar energi. Som en av verdens største eksportører av fossil energi vil Norge være viktig for farten på denne omstillingen. Derfor trenger Norge en strategi for sluttfasen til norsk olje og gass, slik Klimautvalget 2050 og Statistisk Sentralbyrå har anbefalt.

Norge og norsk verdiskaping må bidra til en raskest og tryggest mulig omstilling, i verden og i Norge. Norges største kunde, Europa, skal omstille seg vekk fra fossil energi. FNs generalsekretær har bedt rike land bli nullutslippssamfunn i 2040. Norsk eksport må bestå av varer og tjenester som bidrar til denne omstillingen, og sørger for varige kutt i klimagassutslipp og oppbygging av ren energiforsyning.

Strategien som presenteres her vil sørge for at norsk olje og gass er faset ut innen 2040, med tre formål:

1. Øke farten i Norges og Europas energiomstilling
2. Frigjøre ressurser til verdiskaping uten utslipp i Norge
3. Gjennomføre omstillingen på en forutsigbar og trygg måte for folk og næringsliv i Norge

I strategien bruker vi variasjonen på norsk sokkel til å prioritere mellom ulike olje- og gassfelt, og foreslå en rekkefølge på avvikling av feltene. Rekkefølgen maksimerer utslippskutt, sikrer gassforsyning til Europa på kort sikt, og minimerer økonomiske konsekvenser og ressursbruk. Elektrifisering av sokkelen og blått hydrogen er av hensyn til ressursbruk i dag ikke satsinger i vår plan.

Dagens oljepolitikk

Den norske oljedebatten er i dag polarisert og preges av selektiv bruk av fakta. Etterspørselen i Europa for olje og gass vil måtte endre seg drastisk for å nå klimamålene, men brukes likevel som argumentasjon for å gjøre langsiktige investeringer i Norge. Variasjonen på sokkelen adresseres ikke, selv om lønnsomhet, utslippintensitet, gjenværende reserver og hva som produseres (andel olje/gass) varierer stort mellom felt.

“Utvikle, ikke avvikle”- strategien til sittende regjering baserer seg på teknologiske løsninger med høy ressursbruk i form av elektrifisering med kraft fra land og produksjon av blått hydrogen. Dette selv om elektrisitet blir en stadig knappere ressurs, og fremtidig lønnsomhet i nye teknologier er høyst tvilsom. Regjeringen har selv sagt at olje og gass skal fases ut, men resultatet er høye investeringer i olje og gass, og en norsk økonomi som forblir avhengig av eksportinntekter nettopp fra produktene som skal fases ut.

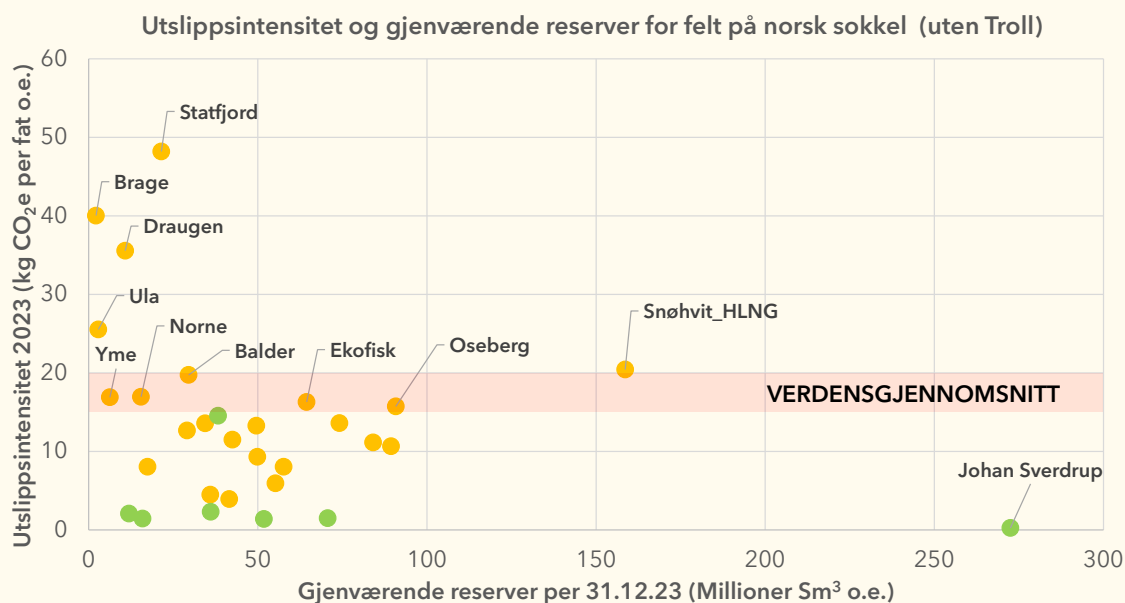
Og ikke minst, i et samfunn der tilgang på kompetanse og arbeidskraft er blant de viktigste innsatsfaktorene for å løse framtidens utfordringer, handler norsk debatt i liten grad om at norsk olje og gass legger beslag på nettopp dette, og på den måten hindrer vekst i nye næringer og samfunnsutvikling.

Denne strategien viser hvordan en utfasing kan se ut, og hvilke konsekvenser den kan få. En slik plan er sentral for at Norge er med på en global omstilling vekk fra fossil energi, for å kutte norske klimagassutslipp, for å gjøre norsk økonomi mer robust og mangfoldig, og for å sikre konkurransedyktig eksport.

Selv om planen vår bygger på grundig analyse, har ikke vi i MDG alle svarene. Vi håper derfor at denne rapporten bidrar til debatt.

Våre konklusjoner

Funn på norsk sokkel skjer sjeldnere og er mindre enn før, til tross for høy leteaktivitet. Mange felt har lite igjen å produsere og høye klimagassutslipp. Det hevdes at norsk sokkel har “*verdens reneste olje*”, men en håndfull felt har allerede i dag høyere utslippsintensitet enn verdensgjennomsnittet. Uten elektrifisering eller nye funn vil utslippsintensiteten øke over tid, slik figuren under viser tydelig. Å prioritere nedstengning av felt etter utslippsintensiteten er en kostnadseffektiv måte å kutte utslipp på, da felt med høy intensitet også som oftest har lavere lønnsomhet og dermed bidrar i liten grad til statens inntekter og norsk økonomi.



Oversikt over utslippsintensitet for utvalgte felt på norsk sokkel, plottet mot gjenværende reserver og estimert verdensgjennomsnitt (Troll ikke inkludert grunnet sin størrelse, for økt lesbarhet av figuren).

I arbeidet med vår utfasingsplan har vi benyttet ekspertise på produksjons-, kraft- og utslippsprognoser. Vi har laget prognoser for hvert enkelt felt, og bygget opp en total prognose for sokkelen fra dette. Dette har vi gjort for å oppnå en så realistisk plan som mulig, med så troverdige estimater på konsekvenser som mulig. Selv om våre prognoser ikke er veldig ulike Sokkeldirektoratets sine, og det uansett er stor usikkerhet rundt prognoser, så ønsker vi videre dialog med aktører som har mer nøyaktige data, slik at vi kan forbedre disse.

Vår plan forutsetter umiddelbar stans i leteaktivitet, og at det ikke gjøres flere investeringer som fører til økt produksjon eller forlenget levetid, heller ikke elektrifiseringsprosjekter med kraft fra land. I analysene våre viser vi et scenario med effekten av dette viktige grepet, og dermed hvorfor det er avgjørende for å bidra til en rask og trygg omstilling i Norge og verden.

Strategien har følgende faser:

1. Nedstengning av gamle felt med høye utslipp og relativt lav lønnsomhet. Dette er felt som primært produserer olje, og ikke bidrar til Europas omstilling bort fra russisk gass.
2. Nedstengning av felt suksessivt, ettersom de overstiger verdensgjennomsnittet på utslippsintensitet. Dette suppleres med å ikke fornye utvinningstillatelser for en del felt der situasjonen tilsier at man heller bør stenge ned.
3. Nedstengning av elektrifiserte felt, for å frigjøre kraft til andre formål som bidrar til den grønne omstillingen.

Vår utfasingsplan oppnår *null utslipp* i løpet av året 2040, samt en betydelig reduksjon i bruk av kraft fra land målt mot "*business as usual*" (en videreføring av dagens politikk). Basert på analyser av tidligere oljekriser samt prognoser fra andre aktører, forventer vi at sysselsetting på nasjonalt nivå ikke blir et stort problem. Men lokale utfordringer vil sannsynligvis oppstå, og omstillingskommisjoner med lokal kunnskap bør settes sammen for å finne gode løsninger. I *verste fall*, der vi ikke tar høyde for verken mulig etterspørselssvikt (i "*business as usual*"), reduserte investeringskostnader for staten med vår plan, eller økt inntjening fra andre næringer, finner vi at det totale mulige inntektsfallet ved å følge stegene i utfasingsplanen er cirka 70 milliarder kroner årlig, eller 20 % av statens totale inntekter fra petroleum for perioden fram mot 2050. Dette er uten å ta høyde for at andre næringer vil vokse fram og gi nye skatteinntekter når ressurser frigjøres.

Tabell 1: Noen nøkkeltall for effektene av vår foreslåtte ufasingsplan. Kraftbehov og inntekter mot 2040 er sammenlignet med et "business as usual" referansecase.

Utslipp i 2040 (målt mot 2023)	Behov for kraft fra land 2040	Statens inntekter, samlet mot 2040 (worst case)
-98%	- 12 TWh/år	-1 400 mrd NOK

Virkemidlene for å oppnå denne planen er økt CO2-avgift på sokkelen og innføring av en omstillingsavgift per produserte enhet; omstillingsavgiften er et nødvendig supplement for å sikre at også elektrifiserte felt treffes. I tillegg til avgiftene må praksis for å fornye utvinningstillatelser skjerpes kraftig inn, slik at utløp av tillatelser supplerer de økonomiske insentivene. Vi foreslår videre en støtteordning for plugging av brønner og dekommisjonering, slik at selskapene kommer raskere i gang med dette viktige arbeidet. For å få sørge for at utfasingen skjer på en trygg og forutsigbar måte legger vår strategi opp til et samarbeid med partene i arbeidslivet og spesielt et sterkt lokalt samarbeid. På den måten har Norge god tradisjon med å håndtere midlertidige, lokale sysselsettingsutfordringer.

Tallgrunnlag, metodikk og rapport er utarbeidet av MDGs oljenettverk v/ Marius Heide og Andreas Ormevik. Innholdet er supplert med bidrag fra en arbeidsgruppe bestående av Margit Martinsen Bye, Gunn Kari Hygen, Ivar Henry Larsen og Paal Frisvold, under ledelse av nestleder Ingrid Liland.

Innholdsfortegnelse

Forord	2
Sammendrag	3
1 Innledning	7
2 Forutsetninger og metodisk tilnærming	13
2.1 Om planen og scenarier	13
2.2 Avgrensninger og definisjoner	13
2.3 Produksjonsprognoser	15
2.4 Prognoser for klimagassutslipp og kraftforbruk	15
2.5 Økonomiske beregninger	17
3 Status på norsk sokkel	18
3.1 Felt	18
3.2 Utvinningstillatelser	18
3.3 Eierskap	18
3.4 Produksjon	20
3.5 Økonomi	20
3.6 Gjenværende reserver	21
3.7 Leting og funn	22
3.8 Planlagte felt	23
3.9 Klimagassutslipp	23
3.10 Kraftforbruk	26
4 MDGs forslag til utfasingsplan	27
4.1 Første fase: 2024 – 2030	27
4.2 Andre fase: 2030 — 2035	29
4.3 Tredje fase: 2035 – 2040	29
4.4 Virkemidler for gjennomføring av planen	29
5 Effekter av utfasingsplanen	30
5.1 Produksjon og økonomi	30
5.2 Kostnader til plugging og avslutning av felt	30
5.3 Klimagassutslipp	31
5.4 Kraft fra land	32
5.5 Effekter fra landanleggene	33
5.6 Sysselsetting	33
Vedlegg	36
I Detaljert feltoversikt	36
II Beskrivelse av metode for estimat av produksjonsprognoser	37

1 Innledning

Norge som nasjon har mye å takke petroleumsindustrien for. Siden produksjonsstart på Ekofisk sommeren 1971 har den gitt stabile inntekter som har blitt klokt forvaltet både til å styrke velferdsstaten og for å bygge opp en formue for framtidige generasjoner gjennom Oljefondet – som nå har [passert 18 000 milliarder](#) i kroneverdi. Petroleumsnæringen har sysselsatt hundretusener av mennesker i lang tid og har vært særlig viktig for å sikre befolkningsvekst og aktivitet i mange kystsamfunn. Norsk sokkel har også vært en arena for teknologiutvikling i verdensklasse, og dyktige oljearbeidere og fagfolk har sett muligheter, grepet sjanser og levert løsninger som tidligere ble sett på som umulige å realisere. Mange av løsningene som leveres i petroleumsnæringen har hatt nytteverdi også innenfor andre næringer.

En stor del av æren for det norske oljeeventyret kan tilskrives visjonære og framtidsrettede politikere, samt gründere og aktører i næringslivet - som gjennom mange modige beslutninger har gitt store inntekter til den norske staten. Samtidig har forvaltningen av Oljefondet ført til at Norge har unngått overoppheting av egen økonomi. Den betydelige økonomiske formuen petroleumsnæringen har gitt oss gir oss et mulighetsrom få andre land kan drømme om.

Klima- og naturkrisen truer imidlertid allerede i dag helse, liv, sikkerhet og livskvalitet for mennesker og dyr over hele verden. Nå er det på nytt behov for at politikere, gründere og næringsliv tar modige og visjonære valg. FN har anbefalt at [rike land bør ha netto null utslipp i 2040](#), og som et rikt land med betydelig olje- og gass eksport, har Norge et soleklart ansvar for å gå foran med raske kutt av klimagassutslipp. Dette gjelder både innenlands utslipp, hvor olje- og gassproduksjon har størst utslipp av alle sektorer, og vår indirekte påvirkning på andre lands utslipp, der eksportert olje og gass er [vårt klart største bidrag](#). Dersom vi skal kutte utslipp i tråd med våre egne mål og internasjonale forpliktelser, er det med andre ord behov for en stor omstilling i Norge bort fra dagens oljeavhengige økonomi og næringsliv.

Omstillingen vi skal gjennom gir også store muligheter for et mer robust og variert norsk næringsliv. Verdier og velferd skal i fremtiden skapes uten å ødelegge klima og natur. Dette er fullt mulig å få til, dersom vi frigjør skaperkraft, arbeidskraft og kapital som i dag er bundet opp i olje og gass, og gjør det på en forutsigbar måte som sikrer at næringslivet og økonomien som helhet kan tilpasse seg og omstille seg gradvis. Vår foreslåtte utfasingsplan for norsk olje og gass gir denne forutsigbarheten, gjennom å gradvis trappe ned aktivitetsnivået på norsk sokkel og samtidig frigjøre kompetanse, infrastruktur, kraft og andre ressurser til andre formål. I tillegg til utfasing av olje og gass må Norge satse på klimaløsninger og skape grønne, sirkulære løsninger - slik at vi bidrar til at kostnadene går ned, og overgangen *fra* fossile og ressursløsende løsninger *til* et fornybart og sirkulært samfunn akselereres både i Norge og internasjonalt.

Dagens debatt om utfasing i Norge

I [Hurdalsplattformen](#) har regjeringspartiene slått fast at “*norsk petroleumsindustri skal utvikles, ikke avvikles*”, og at “*Regjeringen vil legge til rette for fortsatt høyt aktivitetsnivå på norsk sokkel*”. Dette er en mye brukt retorikk, og de fleste offentlige debatter om oljepolitikk i Norge preges av dette. I tillegg fortelles det en historie om “*verdens reneste olje*”, som viser til at produksjonen på norsk sokkel har en lavere utslippsintensitet¹ enn verdensgjennomsnittet. Like fullt står olje- og gassindustrien for størst andel av Norges innenlands utslipp av klimagasser av alle sektorer; omtrent en fjerdedel av de totale norske utslippene med [11,5 millioner tonn CO₂-ekvivalenter \(CO₂e\) årlig](#) (tall fra 2023).

I likhet med den norske stat og store deler av næringslivet, har også norsk sokkel mål om reduksjoner

¹ Utslippsintensitet er et mål på CO₂-utslipp per produserte enhet (fat eller Sm³) olje eller gass

i klimagassutslipp. Samarbeidsorganet KonKraft² lanserte i 2020 egne klimamål for norsk sokkel, med mål om 40 % utslippskutt i 2030 - og senere hevet til 50 % i 2030 og nær null utslipp i 2050, sammenlignet med utslippene i 2005. [Strategien](#) for å nå disse målene innebærer elektrifisering (primært med kraft fra land) som det klart viktigste tiltaket. Andre tiltak er mer energieffektivisering og oppskalering av fangst- og lagring av CO₂.

[Klimautvalget 2050](#), som ble oppnevnt i 2021 med formål om å vise hvordan Norge kan bli et lavutslippssamfunn i tråd med [Klimaloven](#), anbefalte i sin NOU-rapport lagt fram i oktober 2023 at *“det utarbeides en strategi for sluttfasen av norsk petroleumsvirksomhet, og at denne legges fram for Stortinget så raskt som mulig”*. I tillegg anbefalte de at *“det ikke gis ytterligere tillatelser til leting, utvinning (PUD) eller anlegg og drift (PAD) inntil en slik strategi er ferdigstilt”*, og *“som hovedregel å unngå kraft fra land som utslippsreducerende tiltak”*.

Fra aktører i petroleumindustrien har det kommet høringsvar som stiller seg kritiske til disse anbefalingene. Bransjeforeningen Offshore Norge kommenterte i [sitt høringssvar](#) behovet for elektrifisering for å kutte utslipp fra norsk sokkel, og at reduksjon i produksjon av olje og gass må styres av reduksjon i etterspørselen. De mener at videre leting på sokkelen er nødvendig for å unngå energikrise i Europa, og påpeker viktigheten av lavest mulig produksjonsutslipp. Videre kommenterte Sokkeldirektoratet i [sitt høringssvar](#) at man hadde sett bort fra muligheten til å oppfylle klimamål i 2050 ved hjelp av kjøp av klimakvoter, og at man ikke hadde vurdert andre scenarier enn IEAs netto null (NZE). De etterlyste også samfunnsøkonomiske analyser av letestans og lavere aktivitet, og et høyere fokus på forsyningssikkerhet. De pekte også eksplisitt på ny gassinfrastruktur i Barentshavet, og at dette kunne skape langsiktige verdier.

Selv om et mindretall av politiske partier går inn for letestans i sine programmer, og motstanden mot elektrifisering av sokkelen er økende, er høringsvarene til NOU-en betegnende for debatten om utfasing av norsk olje og gass:

- Man argumenterer ut fra energisituasjonen i Europa i dag, og antar vedvarende høy etterspørsel og høye priser for olje og gass.
- Det er ingen differensiering mellom felt på sokkelen (olje- eller gassfelt, eller alder på felt), særlig er det et manglende fokus på store forskjeller i lønnsomhet og utslippsintensitet.
- Det såes tvil rundt om Norge trenger å nå sine klimamål med territoriale kutt, og hvorvidt verden kommer til å nå netto nullutslipp i 2050.
- Løsninger som favoriserer fortsatt høy aktivitet innenfor olje og gass fremmes, slik som produksjon av blått hydrogen, elektrifisering ved bruk av kraft fra land eller elektrifisering ved bruk av havvind.
- Det er lite fokus på at høyt investeringsnivå innenfor olje og gass hemmer vekst i nye, grønne næringer.

Hvordan ser framtida ut for norsk sokkel?

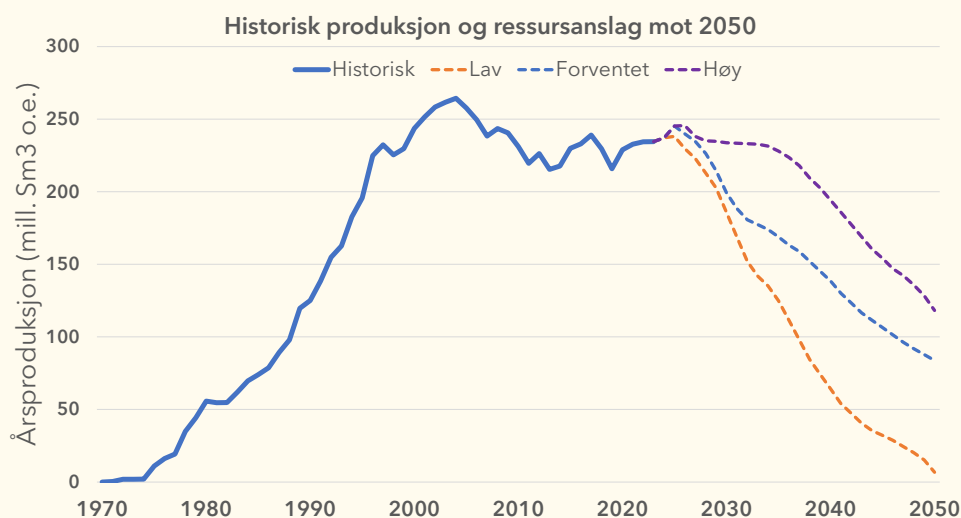
Situasjonen i dag er at norsk olje og gass er en viktig del av energimiksen i Europa. Siden Russlands invasjon av Ukraina i 2022 har norsk gass vært én av flere viktige løsninger i Europas overgang vekk fra russisk gass. I 2023 [utgjorde norsk gass 30 % av gassimporten til EU](#), og Norge er utvilsomt en viktig energileverandør for det europeiske kontinentet. Dagens situasjon er likevel ikke særlig relevant i diskusjonen om utfasing av norsk olje og gass; petroleumsvirksomhet har lang tidshorison, og strategien for norsk sokkel må derfor vurderes ut fra *langsiktige* prognoser.

² Offshore Norge, Norsk Industri, Norges Rederiforbund, NHO, og LO (Fellesforbundet og Industri Energi)

Prognoser for olje- og gassproduksjon har generelt høy usikkerhet, av flere årsaker: Markedet og utvikling av etterspørsel/pris er den viktigste faktoren, fordi det vil avgjøre hvilke felt som vurderes som lønnsomme for utbygging og hvor lenge drift er lønnsomt. I tillegg er det en rekke tekniske aspekter som må vurderes, med tanke på produksjonskapasitet, teknologiutvikling og ikke minst iboende fysisk kompleksitet i reservoarene som viktige elementer. På grunn av denne høye usikkerheten gir det mest mening å operere med ulike *scenarier* for framtidig ressursgrunnlag og produksjon. Sokkeldirektoratet har etablert tre scenarier for den samlede produksjonsutviklingen på norsk sokkel fram mot 2050, og som er vist i [Figur 1](#):

- *Forventning*: Her ligger dagens politikk og selskapenes innrapporterte prognoser til grunn. Leteaktiviteten er først høy i noen år, før den gradvis avtar. Leting skjer primært nært eksisterende infrastruktur, slik at nye funn tilknyttes denne.
- *Lav ressurstilvekst og lite og sein teknologiutvikling*: Leteaktiviteten reduseres raskere, og det gjøres også færre funn enn forventet. I tillegg gjennomføres få prosjekter for økt utvinning, slik at investeringsnivået totalt også går raskt ned fra dagens nivå.
- *Høy ressurstilvekst og mye og rask teknologiutvikling*: Her gjøres det raskt nye funn, og også flere større funn i umodne områder – herunder gassfunn i Barentshavet som besluttes å bygges ut.

Alle tre scenariene viser en markant nedgang i produksjon. Forventningsbanens produksjon i 2050 er omtrent 65 % lavere enn dagens nivå. Det er altså *forventet* at norsk olje- og gassproduksjon er på vei inn i sluttfasen.

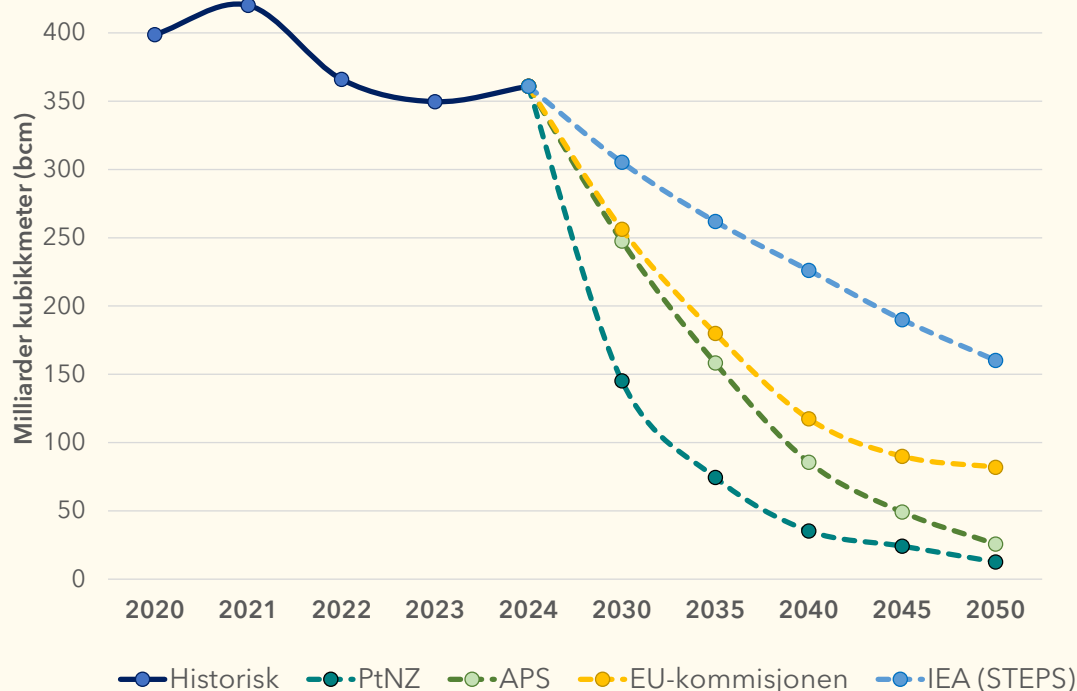


Figur 1: Sokkeldirektoratets scenarier for produksjonsutvikling på norsk sokkel. Tallgrunnlaget er basert på Sokkeldirektoratets [Ressursrapport 2024](#)

[95 % av både olje- og gasseksport fra Norge går til EU og Storbritannia](#). Gasseksport er i praksis bundet til Europa gjennom det etablerte rørrnettverket (med unntak av LNG fra Melkøya), og selv om olje selges i et globalt marked er det primært Europas utvikling framover som er avgjørende for utvikling av etterspørsel og pris for norsk olje og gass. EU har i den nye geopolitiske situasjonen høyt fokus på å unngå importavhengighet av fossil energi, og har gjennom sin klimapakke "[klar for 55](#)" ([Fit for 55](#)) satt mål om å fase ut bruk av russisk gass innen 2027. I [RePowerEU](#) er et bindende mål for andel fornybar energi skjerpet til 42,5 % i 2030, og i henhold til [EUs bygningsenergidirektiv](#) skal fossil gass til oppvarming fases ut innen 2040. I tillegg har EU vedtatt en lovpakke om gass- og hydrogenmarkedet som setter en eksplisitt sluttdato for langsiktige kontrakter for fossil gass i 2049. På anbefaling fra EUs vitenskapelige klimakomiteé har Europakommisjonen foreslått at EU-landene

må redusere sine klimagassutslipp med 90–95 % innen 2040 (sammenlignet med 1990) for å nå 1,5-gradersmålet.

I følge [Zero Carbon Analytics](#) vil EU-kommisjonens forslag om 90 % utslippsreduksjon innen 2040 medføre at etterspørsel etter gass vil falle med 66 % målt mot dagens nivå. Gitt en slik 90 % reduksjon av utslipp, så er allerede kontraktstestet gass fra EU, Norge og Algerie tilstrekkelig for å dekke gassetterspørselen i 2040. Dette betyr at ingen nye prosjekter eller mer leting er nødvendig verken i Norge eller i andre land som selger gass til EU. I et netto-null-scenario vil etterspørselen i 2040 være redusert med hele 90 % målt mot dagens nivå. Mens EU jobber for å fase ut fossile brensler og øke bruken av fornybar energi, insisterer Norge på mer leting og økte langsiktige investeringer for å møte en etterspørsel som er høyst usikker. En koordinert tilnærming er nødvendig for å sikre en bærekraftig og pålitelig energiframtid for både EU og Norge.



Figur 2: Forventningsbaner for fremtidig gassetterspørsel i EU, i ulike scenarier basert på analyser fra [Zero Carbon Analytics](#): DNVs "Pathway to Net Zero" (PtNZ), IEAs "Announced Pledges" (APS), EU-kommisjonens plan for 90% utslippskutt i 2040 og IEAs scenario for effektene av nåværende uttalte mål ("stated policies", STEPS). Merk at tidsaksen ikke er skalert.

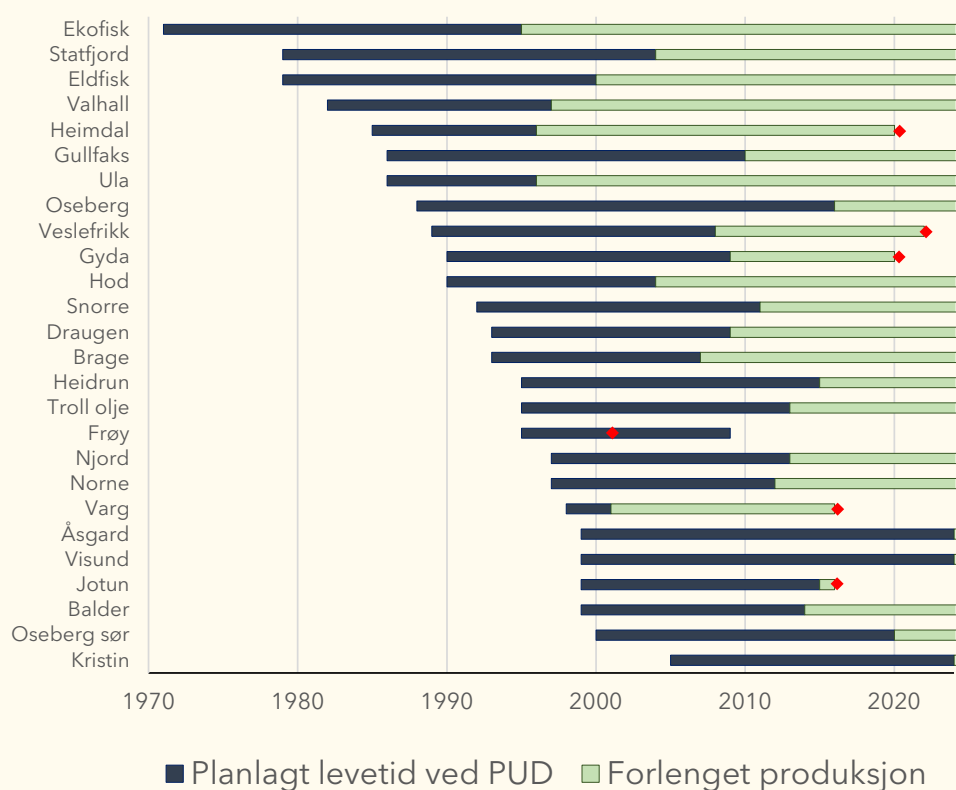
Heller ikke i et globalt perspektiv finnes det en sikker plass til norsk olje og gass, dersom verden følger opp sine klimaforpliktelser. I en [studie publisert i Science](#) kommer britiske forskere frem til samme konklusjon som IEA; ingen nye olje- og gassfelt trengs i en verden der vi når 1,5- gradersmålet.

Avvikling i et økonomisk og sikkerhetsmessig perspektiv

Når et felt avslutter olje- og gassproduksjonen, må alle brønner plugges permanent på en sikker og miljømessig forsvarlig måte, og innretninger skal som hovedregel fjernes. Denne fasen er regulert gjennom petroleumslovens §5, petroleumsforskriften (kapittel 6) og Oslo-Pariskonvensjonen (OSPAR). OSPAR- konvensjonen tillater kun etterlatelse av infrastruktur i særskilte tilfeller. Det er Energidepartementet som gjør vedtak om disponering, og rettighetshavere/eiere (det vil si oljeselskapene) står ansvarlige for gjennomføringen. [Gjennom skattemessige fradrag](#) dekker staten indirekte 78 % av kostnadene forbundet med avslutning og disponering av innretninger (ved direkte eierskap gjennom SDØE/Petoro vil staten dekke mer enn dette).

I dag er det over 2 000 brønnbaner som gjenstår å plugge på norsk sokkel, og enda flere vil bli boret i årene som kommer. Det er også **12 betonginnretninger, 86 stålennretninger og rundt 500 havbunnsinstallasjoner**. Kun en håndfull felt er plugget og forlatt permanent til nå; de fleste av disse er små. SINTEF har estimert at plugging av brønner alene kan komme til å koste **totalt 800 milliarder kroner** med dagens teknologi, og på britisk sektor er plugging av brønner bare anslått å stå for **under halvparten av de totale kostnadene** for avvikling. Disse kostnadsestimatene er svært usikre, men illustrerer likevel størrelsesordenen.

De fleste felt på sokkelen har fått forlenget levetid målt mot planlagt levetid ved plan for utbygging og drift (PUD), se **Figur 3**. Selv om petroleumsvirksomheten er underlagt strengt lovverk og overvåkning relatert til HMS, er det rimelig å anta at ulykkesrisikoen øker når installasjonenes levetid langt overgår det som var planlagt. Økt fokus på kostnadsreduksjoner med lave økonomiske marginer i halefasen kan også gå ut over sikkerhetsaspektet.



Figur 3: Opprinnelig planlagt og forlenget levetid for utvalgte felt. Enkelte felt har stengt ned produksjonen, som vist med røde markører. Merk ellers at de aller fleste felt planlegges forlenget forbi 2030. Tallgrunnlag hentet fra Norsketroleum.no.

Siden jobben med avvikling (som på et tidspunkt uansett skal utføres) har så stort omfang, vil en planlagt, akselerert og jevnere fordeling av plugging, avslutning og disponering gi flere fordeler:

- Redusert sikkerhetsrisiko på svært gamle installasjoner.
- Insentiv til raskere teknologiutvikling, som kan gi lavere totale kostnader og lavere miljørisiko (relatert til for eksempel metanlekkasjer). Teknologien kan også benyttes utenfor Norge.
- Oljeselskapene har enda høy inntjening når plugging og disponering skal utføres, slik at risikoen for betalingsproblemer og gjennomføringsevne reduseres.
- Forutsigbarhet for mottaksanleggene på land, slik at tilstrekkelig kapasitet sikres.

Syssetting

[SSBs ringvirkningsanalyser](#) tilsier at i underkant av 100 000 sysselsatte jobber i petroleumsrettet virksomhet. Når vi ser bort fra de som produserer alminnelige forretningsmessige tjenester som renhold, regnskap, catering og lignende, er omtrent 26 000 direkte sysselsatt i utvinning av olje og gass.

Petroleumsvirksomheten, og særlig leverandørindustrien, er sårbar for raske prissvingninger i markedet. Etter det sterke prisfallet i 2014 mistet mange jobbene sine, og dette ga utslag på arbeidsledighet - spesielt i petroleumstunge regioner som Rogaland. Med høy usikkerhet rundt etterspørsel og pris framover, vil en forutsigbar og gradvis utfasing av norsk olje- og gassvirksomhet være enklere å håndtere for oljearbeidere enn slike raske, markedsstyrte endringer.

En lærdom fra oljekrisen i 2014 er at de fleste av de som brått måtte slutte i petroleumsnæringen relativt raskt fant seg andre jobber. Kompetansen i næringen er mangfoldig, og det er stort behov i andre næringer for blant annet ingeniører, IKT-teknikere og elektrikere. Ifølge [SSBs analyse \(2023\)](#) var omtrent 60 % av de som sluttet / mistet jobben i 2015-2016 tilbake i jobb allerede i 2017 – og av disse jobbet 75 % da i andre næringer. I 2021 var arbeidsledigheten blant disse som sluttet gått ned til 2 %. Selv i kommuner med stor petroleumsaktivitet var ledigheten tilbake på nivået fra før oljeprisfallet etter bare fem år. Dette viser at selv ved raske prisfall har oljearbeidere relevant kompetanse som gjør dem attraktive i mange andre næringer, samtidig som det illustrerer at raskere vekst i grønne næringer forhindres av at petroleumsnæringen binder opp viktige ressurser og kompetanse.

En gradvis utfasing må imidlertid kunne forventes å få betydelige konsekvenser for syssetting i de regionene der en høy andel i dag jobber med olje og gass, men det er grunn til å tro at de negative konsekvensene kan dempes ved at utfasingen er forutsigbar og varslet i god tid.

Denne rapportens struktur og formål

I [Kapittel 2](#) forklarer vi hvilke forutsetninger som ligger til grunn for våre analyser og vår utfasingsplan, og hvilke metoder og data vi anvender. Effektene av utfasingsplanen er avhengig av disse forutsetningene, og det er derfor viktig å være mest mulig transparent i beskrivelsen av hvordan vi har gått fram.

I [Kapittel 3](#) oppsummerer vi status på norsk sokkel per 2024. Dagens debatt om norsk olje og gass preges av at man omtaler sokkelen som én enhet - mens det i realiteten er stor variasjon mellom feltene. Dette kapittelet gir en god oversikt over produksjon, utslipp og kraftforbruk - også i en historisk kontekst - slik at grepene i vår utfasingsplan kan forstås i lys av dette.

I [Kapittel 4](#) presenterer vi selve utfasingsplanen, delt opp i ulike tidsbegrensede steg. Vi beskriver for hvert steg hvilke prinsipper vi ønsker å følge, hvilke felt vi foreslår å stenge når og hvorfor, og hvilke politiske virkemidler som kan brukes for å realisere de ulike stegene i utfasingsplanen.

I [Kapittel 5](#) beskriver vi effektene av utfasingsplanen. Her dekker vi både konsekvenser for økonomi og syssetting, samt for klimagassutslipp og bruk av kraft fra land.

MDG ønsker med denne utfasingsplanen å legge fram et mer nyansert bilde av status for norsk sokkel, og å vise konkret hvordan en styrt utfasing kan se ut og hvilke konsekvenser den kan få. Vi ønsker gjerne at andre politiske partier og aktører lager lignende planer, slik at vi kan få en debatt om *hvordan* utfasingen av norsk olje og gass skal skje.

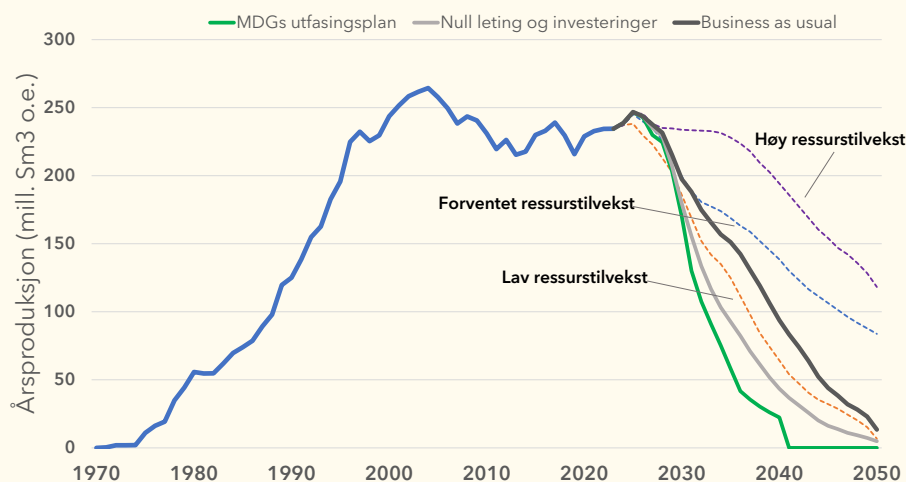
2 Forutsetninger og metodisk tilnærming

2.1 Om planen og scenarier

For å kunne presentere et forslag til en utfasingsplan for norsk petroleumsindustri, trengs det et solid datagrunnlag og en konsekvent metodikk for bruk av disse dataene. I grove trekk bygger planen vår på en “*nedenfra og opp*”-tilnærming, hvor vi har vurdert historiske data, eierforhold, lisensperioder, gjenværende reserver og prognoser for framtidig produksjon for hvert enkelt felt. For senere å kunne presentere effektene av den foreslåtte utfasingsplanen, er det også behov for å definere følgende tre *scenarier* for fremtiden på norsk sokkel:

- **MDGs utfasingsplan** viser vår foreslåtte vei for sluttfasen til norsk olje og gass. Utfasingsplanen inneholder prognoser for produksjon, inntekter, klimagassutslipp og bruk av kraft fra land. Et gitt felt stenges ned når ett eller flere kriterier inntreffer.
- **Null leting og investeringer:** Dette er prognosene for feltene som er i drift i dag, samt felt med *godkjent PUD*³ og kraft-fra-land-prosjekter. Leting og eventuelt nye funn er heller ikke med her, slik at dette scenariet tydeliggjør effekten av umiddelbar stans i leting og investeringer.
- **Business as usual:** Vår prognose for framtidig produksjon dersom dagens petroleumspolitikken videreføres, leting fortsetter og man gjør flere kommersielt drivverdige funn. Dette scenariet er referansen som vi sammenligner utfasingsplanen med når vi kvantifiserer effekter av planen vår i [Kapittel 5](#). Scenarioet ligner Sokkeldirektoratets forventningsbane fram mot 2035 (se [Figur 1](#)), mens vi deretter legger til grunn en lavere produksjon enn direktoratet ettersom vi forventer større utfordringer med etterspørsel fram mot 2040 og 2050.

[Figur 4](#) viser produksjonsprognosene for disse tre scenariene, sammenlignet med Sokkeldirektoratets scenarier frem mot 2050. Prognosene beskrives nærmere i [Kapittel 4](#) og [Kapittel 5](#).



Figur 4: Våre tre scenarier for framtidig produksjon fra norsk sokkel, sammenlignet med scenariene til Sokkeldirektoratet presentert i [Figur 1](#).

2.2 Avgrensninger og definisjoner

Felt

Sokkeldirektoratet definerer et **felt** som: “*En eller flere petroleumsforekomster samlet som omfattes av en godkjent plan for utbygging og drift (PUD) eller er innvilget fritak fra PUD*”. I våre analyser og i utfasingsplanen vil vi i stedet gjennomgående bruke denne definisjonen:

³ PUD: Plan for utbygging og drift

Vår definisjon av **felt** i utfasingsplanen: Et cluster av felt (det vil si felt slik Sokkeldirektoratet definerer dem) og/eller installasjoner som har felles utbyggingsløsning, og ikke er hensiktsmessig å dele opp i mindre enheter når vi diskuterer utfasing. I noen tilfeller overlapper vår definisjon med Sokkeldirektoratet sin, eksempelvis for Johan Sverdrup og Snøhvit.

Det er flere grunner til at denne forenklingen gjøres. Først og fremst rapporteres klimagassutslipp der de fysisk skjer, det vil si at allokerte utslipp for satellittfelt som er koblet til en installasjon ikke er tilgjengelig - det er også en svært komplisert øvelse å skulle allokere utslipp mellom felt som deler på bruk av samme utstyr, eksempelvis gasskompressorer eller vanninjeksjonspumper. I tillegg gir det ikke mening å stenge ned et "hovedfelt" (eksempel: Heidrun) mens satellittfelt fortsatt holdes i drift.

Med vår feltdefinisjon er det i dag 32 felt i drift (se full oversikt i [Vedlegg I](#)), mens to felt (Johan Castberg og Yggdrasil) har godkjent PUD og settes etter planen i produksjon i henholdsvis 2024 og 2027. [Figur 5](#) viser hvordan vi har delt inn Tampenområdet i feltene Statfjord, Gullfaks, Snorre og Visund. Noen eksempler fra vår feltinndeling som er verdt å legge merke til er:

- Edvard Grieg / Ivar Aasen regnes som ett felt, der også Solveig, Hanz (begge i produksjon) og Symra (PUD-godkjent) er inkludert.
- Gullfaks regnes som ett felt, selv om Gullfaksfeltet inneholder plattformene Gullfaks A, B og C. Satellittfeltene Tordis, Gullfaks Sør, Gimle, Visund Sør og Sindre er også inkludert. Samme logikk gjelder for andre felt som har flere hovedinstallasjoner, det vil si Ekofisk, Eldfisk, Johan Sverdrup, Oseberg, Sleipner, Snorre, Statfjord, Troll, Valhall og Åsgard.
- Sleipner / Gina Krog / Gudrun regnes som ett felt, der også Gungne, Sigyn, Utgard (alle tre i produksjon) og Eirin (PUD-godkjent) er inkludert.
- Yggdrasil regnes som ett felt, bestående av Fulla, Hugin og Munin.

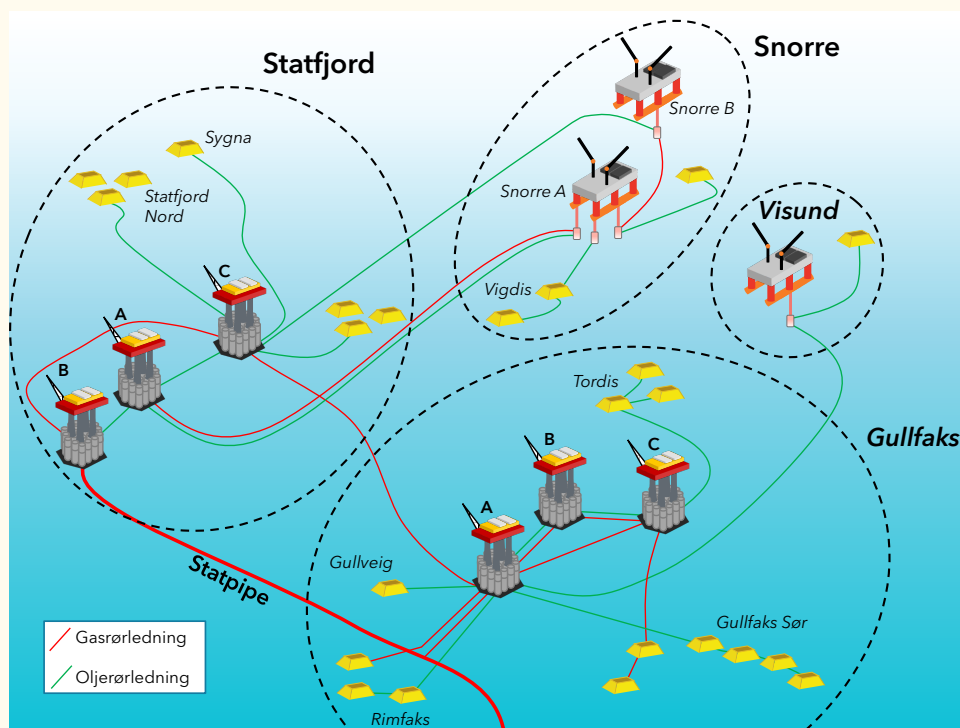
Tidshorisont

Vi vurderer perioden fra i dag fram til 2050. Som det framgår av vår utfasingsplan, foreslår vi at alle feltene skal være stengt ned før 2050. Selv om noen få store felt (primært Troll og Johan Sverdrup) har ressurser nok til å produsere forbi 2050, vurderer vi at selv med dagens politikk vil det ikke være tilstrekkelig etterspørsel i 2050 til å fortsette produksjon på disse feltene.

Landanleggene

Landanleggene prosesserer produsert olje og gass fra feltene; dette medfører både bruk av elektrisk kraft og gasskraft - som igjen medfører klimagassutslipp. Kompleksitet og funksjon varierer fra LNG- anlegget på Melkøya til metanolfabrikken på Tjeldbergodden til oljeraffineriet på Mongstad til gassprosessanleggene på Kollsnes og Kårstø. Felles for anleggene er at det er vanskelig å finne gode historiske data på kraftbruk og utslipp, og at framtidig kraftbruk og utslipp også er vanskelig å predikere - da det typisk er mange felt som produserer inn mot samme landanlegg. Unntaket er Melkøya - i denne rapporten omtalt som H LNG (Hammerfest LNG) - der produksjonen er knyttet til ett felt, og der årlig utslippsrapportering følger samme format og krav som for offshorefeltene.

På grunn av denne kompleksiteten vil det i våre primære figurer og tall kun være inkludert offshore felt samt H LNG. Vi gjør likevel omtrentlige vurderinger av effekter på utslipp og kraft relatert til landanleggene, i en separat beregning ([Kapittel 5.5](#)).



Figur 5: Tampenområdet, der blå omriss viser felt slik definert i vår utfasingsplan; Statfjord, Gullfaks, Snorre og Visund. Illustrasjon basert på SNLs artikkel om Gullfaks.

2.3 Produksjonsprognoser

Når vi skal lage en utfasingsplan og vurdere effektene av denne, er vi avhengige av å ha pålitelige prognoser for produksjon fra feltene. Vi har tatt utgangspunkt i Sokkeldirektoratets tall på gjenværende reserver for olje og gass for hvert felt. Levetider for feltene henter vi fra PUD-er eller annen offentlig tilgjengelig informasjon. Nye felt eller prosjekter (egne PUD-er eller fritak for PUD) inkluderes fra et oppstartsår vi henter fra enten Sokkeldirektoratet eller operatørens egne nettsider. Prognosene lages så innenfor dette rammeverket ved hjelp av trendanalyser. I [Vedlegg II](#) forklarer vi metodikken nærmere.

Validering av prognosedata

Våre prognoser dekker også 2023. Ved årets slutt kan disse sammenlignes med faktisk produksjon (fra Sokkeldirektoratets faktasider). Sammenligningen viser en god match:

- Væskeproduksjon i prognosen: 1,5 % lavere enn faktisk produksjon.
- Gassproduksjon i prognosen: 1,4 % høyere enn faktisk produksjon.
- Totalt i oljeekvivalenter: 0,1 % lavere enn faktisk produksjon.

2.4 Prognoser for klimagassutslipp og kraftforbruk

Også prognoser for klimagassutslipp og kraftforbruk har vi beregnet selv. I MDGs oljenettverk har vi folk med detaljert kunnskap om hvordan Equinors nylig utviklede [utslipps- og energikalkulator \(eCalc™\)](#) er bygget opp, og om selskapets beste praksis for energi- og utslippsprognoser. Sammen med historiske data på utslipp og kraftforbruk bruker vi derfor følgende metodikk:

1. Hente ut historiske data på utslipp og kraft fra [årlige rapporter](#). Vi inkluderer både metanutslipp og utslipp fra mobile enheter (typisk borerigger).

2. Etablere korrelasjon mellom produksjon og utslipp - i denne prosessen må man ofte ekskludere statistiske “uteliggere” som skyldes eksempelvis revisjonsstanser eller unormalt høy/lav boreaktivitet.
3. Setter et minimum utslipps/kraftnivå - i de fleste tilfellene bruker vi her $\frac{2}{3}$ (67 %) av gjennomsnittlige utslipp siste 5 år. Dette er for å modellere problematikken at utstyr er designet for tidlig/høy produksjon og sjelden byttes ut i særlig grad for å drifte med like god energieffektivitet i halefasen, samt at en del utstyr har en på/av modus heller enn en lineær sammenheng med volumrate.
4. For planlagte (PUD-godkjente) installasjoner (Johan Castberg og Yggdrasil) og kraft-fra-land-prosjekter bruker vi data fra lignende felt i drift, samt [en oversikt Energi og Klima](#) har etablert basert på operatørens egne anslag for kraftforbruk.
5. Planlagte elektrifiseringsprosjekter inkluderes både med tanke på elektrisk kraftforbruk og reduserte utslipp fra forventet gjennomføringsår.

Vi ønsker også å analysere kraftforbruket for onshore og offshore bruk per strømområde. Dette er dessverre vanskeligere enn det burde vært. Ved å samle inn kraftdata fra de feltspesifikke årsrapportene (dette ble påbudt å rapportere fra og med 2020), månedsvise forbruksdata for elektrisk kraft for bergverksdrift og olje- og gassutvinning (finnes bare én felles kategori), og årlige forbruksdata for elektrisk kraft for kommuner for bergverksdrift og industri, kan man likevel komme fram til en omtrentlig fordeling av kraftforbruket per i dag.

Et helt sentralt begrep i utfasingsplanen er **utslippsintensitet**. Denne beregner vi år-for-år for hvert felt og for sokkelen samlet; den viser hvor effektivt feltene produserer målt i klimagassutslipp per produsert enhet. Vi har valgt å inkludere metanutslipp i våre utslippsprognoser, slik at vi utslippsintensiteten beregnes etter følgende definisjon:

$$\text{Utslippsintensitet} = \frac{\text{Årlige klimagassutslipp}}{\text{Årlig produksjon}} \left[\frac{\text{kg CO}_2\text{e}}{\text{fat o.e.}} \right], \text{ hvor}$$

CO₂e er CO₂-ekvivalenter og 1 kg CH₄ har et oppvarmingspotensial (GWP) på 28 kg CO₂e, og

o.e. er oljeekvivalenter, der 1 000 Sm³ gass = 1 Sm³ o.e. og 1 o.e. = 6,3 fat

Validering av utslipps- og kraftdata

Med våre prognosedata for produksjon for 2023 (som tidligere nevnt, mindre enn 1 % lavere enn faktisk produksjon) som input, får vi med vår metodikk en akseptabel match på utslipp og kraftforbruk i 2023:

- Utslipp: 3 % høyere prognose enn rapporterte utslipp
- Kraft fra land (ekskludert andre landanlegg enn HLNG): 3,5 % høyere prognose enn rapportert kraftforbruk

Grunnet endringer i regularitet og boreaktivitet, samt usikkerhet i timing av nye kraft-fra-land-prosjekter, varierer både kraft- og utslippsnivå en del fra år til år (også gitt konstant produksjon). Vi kan derfor ikke forvente å treffe bedre for ett enkelt år enn det vi gjør her.

Eksporterte (scope 3) utslipp

Vi fokuserer mest på beregning av direkte (scope 1) utslipp og utslippsintensitet i vår utfasingsplan. Likevel har vi også inkludert en beregning av brutto scope 3 utslippseffekt av planen:

$$\begin{aligned} \text{Scope } 3_{\text{væske}} &= \text{Prod}_{\text{væske}} \times LHV \times \text{Andel}_{\text{væske}} \times (1 - NEF_{\text{væske}}) \times EF_{\text{væske}} \\ \text{Scope } 3_{\text{gass}} &= \text{Prod}_{\text{gass}} \times LHV \times \text{Andel}_{\text{gass}} \times (1 - NEF_{\text{gass}}) \times EF_{\text{gass}} \\ \text{Scope } 3_{\text{total}} &= \text{Scope } 3_{\text{væske}} + \text{Scope } 3_{\text{gass}} \end{aligned}$$

Merk følgende:

- *LHV* er brennverdien, her antar vi - som Equinor - en verdi på 5,7 GJ/fat o.e.
- *NEF* er fraksjonen som ikke brukes til energiformål, her antar vi henholdsvis 14 og 10 % for olje/væske og gass i 2024, økende til 21 og 15 % i 2050.
- *EF* er de spesifikke utslippsfaktorene, her bruker vi 0,072 tonn CO₂e/GJ for olje/væske (tilsvarer 410 kg CO₂e/fat o.e.) og 0,056 tonn CO₂e/GJ for gass (319 kg CO₂e/fat o.e.).

2.5 Økonomiske beregninger

Statens inntekter beregner vi som sum av skatter og eksportinntekter via SDØE⁴ - det vil si at vi ser vekk fra mindre inntekter (disse utgjør typisk maks 5 % årlig) som CO₂-avgift og andre miljøavgifter.

Til beregning av inntekter bruker vi konstante olje- og gasspriser på dagens nivå, henholdsvis 80 dollar/fat og 4 NOK/Sm³. Dette anser vi som konservativt/høyt sammenlignet med andre aktører, særlig på lang sikt.

Skatteinntekter beregner vi fra en forenklet modell, og validerer disse mot faktiske inntekter de siste årene.

Kostnader relatert til plugging av brønner er svært usikre. Vi har valgt å bruke SINTEF sitt estimat (800 milliarder kroner), og studien på britisk sokkel (se tabell 5-5) som viser at brønnekostnader er litt under halvparten av totale kostnader. Disse totale kostnadene på rundt 1 800 milliarder kroner fordeler vi så ut på felt etter en kompleksitetsnøkkel som omfatter type og antall installasjoner og antall brønner.

Når vi vurderer akkumulerte økonomiske effekter, gjør vi dette ved å beregne nåverdi. Vi bruker en diskonteringsrente på 5 % i disse beregningene, det vil si at verdien av en gitt produksjonsmengde om ett år er 5 % mindre enn verdien av samme produksjonsmengde i inneværende år - gitt en flat prisutvikling.

⁴ Statens direkte økonomiske engasjement

3 Status på norsk sokkel

3.1 Felt

Hvis man forholder seg til Sökkeldirektoratet sin definisjon av felt, er det på norsk sokkel per august 2024

- 125 felt som totalt har vært i produksjon
- 93 felt som er i produksjon nå
- 32 felt som er nedstengt
- 15 felt under utbygging, der PUD er godkjent

I de følgende avsnittene vil variasjonen mellom feltene beskrives. Enhver strategi for norsk sokkel bør ta utgangspunkt i denne variasjonen, fordi den gir et *prioriteringsgrunnlag*. Viktige ulikheter er geografisk plassering, varighet for utvinningstillatelsene, feltenes totale reserver, hvor feltene er i produksjonsforløpet med tanke på gjenværende reserver og levetid, fordelingen mellom olje og gass, hvor høye klimagassutslippene er, og kraftforsyning - i sær bruk av kraft fra land.

3.2 Utvinningstillatelser

Tillatelser for utvinning er regulert i petroleumslovens kapittel 3. Tillatelser følger i hovedsak dette løpet:

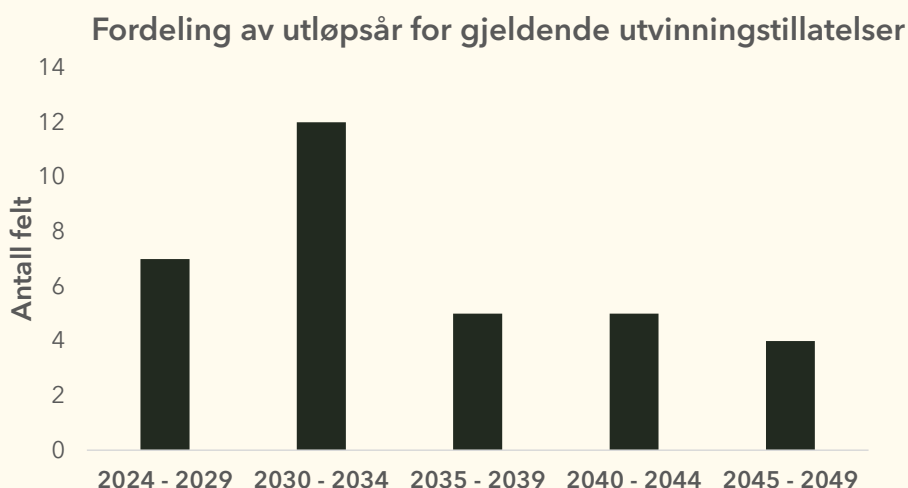
- I kraft av §3-9 første ledd gis først en tillatelse i en *initiell* periode, der formålet er leting og avgrensing. Det er vanlig at rettighetshaver pålegges en *arbeidsforpliktelse* i denne perioden (§3-8), som for eksempel kan innebære et visst antall letebrønner som skal bores (se petroleumsforskriftens §13). Varigheten av den initielle perioden er inntil 10 år.
- I kraft av §3-9 andre ledd har rettighetshaver så krav på en forlengelse av utvinningstillatelsen, dersom arbeidsforpliktelsen er oppfylt. Som hovedregel er denne *produksjonsperioden* inntil 30 år, men kan i særlige tilfeller være inntil 50 år.
- I kraft av §3-9 femte ledd kan departementet når særlige grunner tilsier det, forlenge tillatelsen videre. En slik *forlengelsesperiode* må søkes om senest 5 år før tillatelsens utløp.

Praksis viser at forlengelsesperioder innvilges nærmest rutinemessig, selv om selskapene ikke har krav på det; dette er sannsynligvis motivert av departementets vurdering av statens økonomiske interesse. Bare seks av de 34 feltene (vår feltdefinisjon) er fortsatt inne i sin opprinnelige produksjonsperiode - for de resterende feltene er enten alle eller flere av de tilhørende lisensene forlenget.

Figur 6 viser feltenes fordeling av gjeldende gyldighet for utvinningstillatelsene. Noen felt har flere lisenser med ulik type og gyldighetsperiode; på slike felt er det brukt tillatelse(n)e som inneholder mest reserver. Noen felt har tillatelser som utløper før 2030, mens noen har tillatelser som løper nesten til 2050. Det at det er godkjent veldig lange gyldighetsperioder for felt med lavt gjenværende ressursgrunnlag gjør at mulighetsrommet for å bruke dette verktøyet i utfasingen er mindre enn det burde vært - men det er like fullt et av flere virkemidler vi foreslår å bruke.

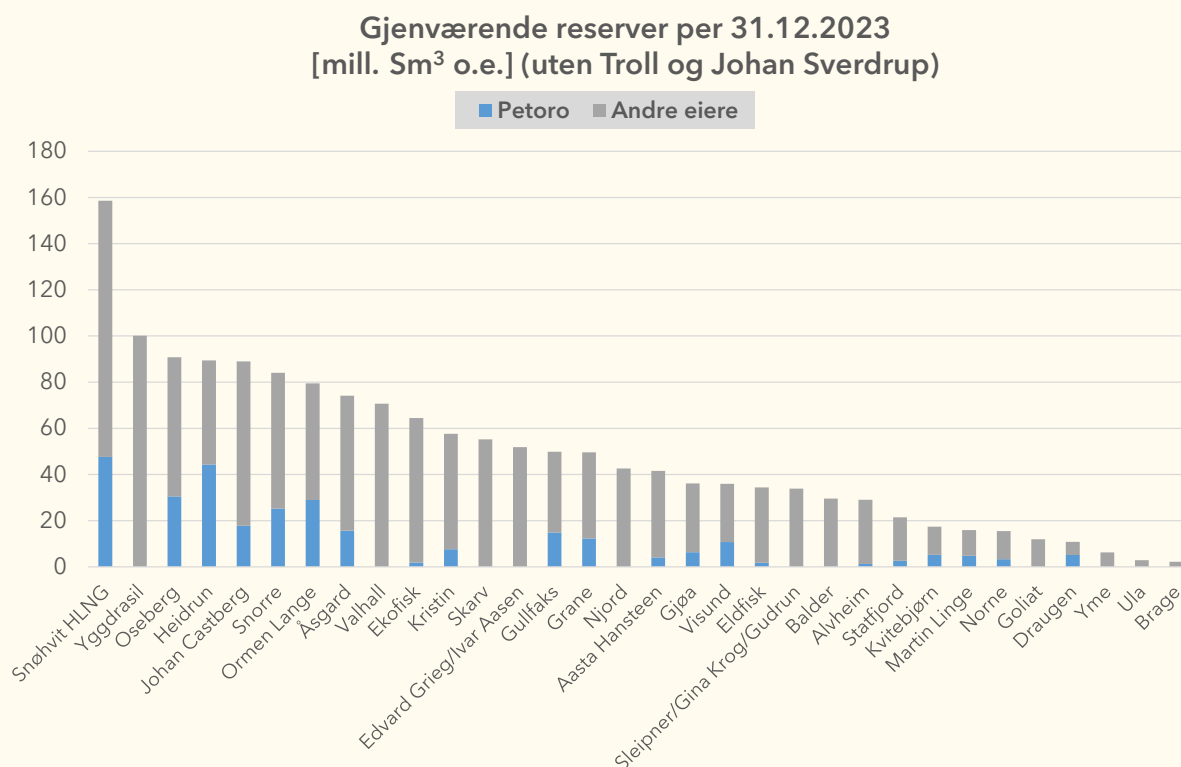
3.3 Eierskap

Det er Petoro som forvalter statens direkte økonomiske engasjement (SDØE) i olje- og gassfeltene. Eierandelen til SDØE varierer stort mellom feltene; noen (få) felt har høyere enn 50 %, men det er også en god del felt der staten *ikke* er direkte eier. Staten dekker gjennom SDØE deler av investeringene og driftsutgiftene, og ikke minst får staten deler av eksportinntektene. Denne variasjonen medfører at SDØE-andelen er en viktig faktor når man beregner og vurderer økonomiske



Figur 6: Gyldighet for utvinningstillatelsene for feltene på norsk sokkel (vår definisjon av felt), per august 2024. Basert på [Sokkeldirektoratets faktasider](#).

konsekvenser i en utfasingsplan. Gjenværende reserver for de 34 feltene som er i drift eller PUD-godkjent er vist i Figur 7. Troll er i en egen liga med 635 millioner Sm³ o.e. gjenværende og Petoro-andel på 55 %, og er utelatt fra figuren for å få fram forskjellene mellom de andre feltene. Det samme gjelder Johan Sverdrup, som også er svært viktig med 272 millioner Sm³ o.e. gjenværende og 17 % Petoro-andel. Andre særlig viktige felt økonomisk for staten er Snøhvit, Heidrun, Oseberg og Ormen Lange.

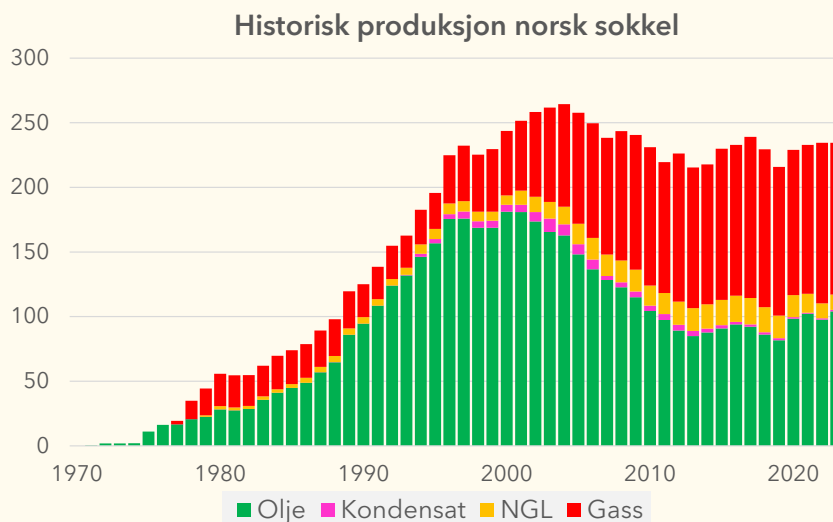


Figur 7: Gjenværende reserver for feltene på norsk sokkel (i millioner Sm³ o.e.) ved årsskiftet 2023-24, fordelt på Petoro og andre eiere. Troll og Johan Sverdrup er ikke med, for å få fram forskjellene mellom de andre feltene. Hentet fra [Sokkeldirektoratets faktasider](#).

3.4 Produksjon

Historisk produksjon fra norsk sokkel er vist i [Figur 8](#). Produksjonen de siste årene har vært relativt stabil. I 2023 ble det produsert totalt 234 millioner Sm³ o.e., hvorav:

- 50 % gass og 50 % væske (olje, kondensat og NGL).
- 75 % fra felt i Nordsjøen, 21 % fra felt i Norskehavet og 4 % fra felt i Barentshavet.



Figur 8: Historisk produksjon på norsk sokkel, fordelt etter produkt ([Norskpetroleum.no, 2024](#)). Verdier målt i millioner Sm³ o.e. per år.

[Tabell 2](#) viser bidraget fra de største og minste feltene til årsproduksjonen i 2023. Både for olje og gass er det noen få felt som utgjør en stor del av sokkelens produksjon, mens det er relativt mange felt som samlet ikke bidrar mye. Felt med lav produksjon har typisk lavere lønnsomhet enn felt med høy produksjon og er som regel sent i levetiden med lite gjenværende reserver.

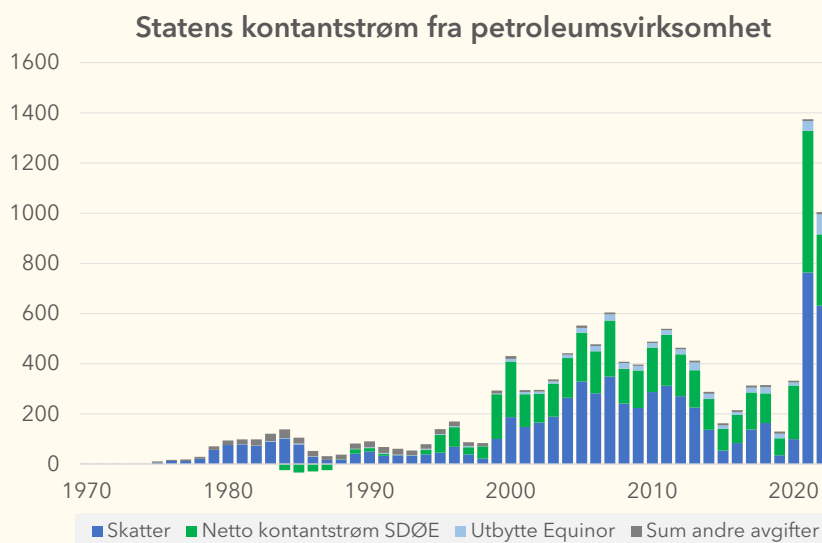
Tabell 2: Bidrag til årsproduksjon (relativ andel) på norsk sokkel i 2023, fordelt på felt (med vår feltdefinisjon) og grupper av felt. Basert på [Sokkeldirektoratets faktsider](#).

Felt	Troll	Johan Sverdrup	Topp 5 felt samlet	Bunn 10 felt samlet
Totalt	18 %	19 %	50 %	7,1 %
Olje/væske	4,0 %	36 %	56 %	6,6 %
Gass	33 %	1,2 %	55 %	0,89 %

3.5 Økonomi

De siste årene har Norge, på grunn av krigen i Ukraina og høye energipriser i Europa, hatt ekstraordinært høye inntekter fra petroleumsvirksomheten. De to klart største inntektskildene er skatt og netto kontantstrøm fra SDØE; over de ti siste årene har disse samlet bidratt med i gjennomsnitt 90 % av totale inntekter. Den tredje største inntektskilden er utbytte fra Equinor; i gjennomsnitt 7 % av totale inntekter. Miljøavgifter utgjør rundt 7 milliarder kroner årlig, hvorav CO₂-avgiften er viktigst; dette tilsvarer 0,5 - 5 % av statens totale inntekter. Utviklingen i statens netto kontantstrøm er vist i [Figur 9](#).

Petroleumssektoren har i gjennomsnitt de ti siste årene bidratt med 24 % av statens inntekter, 19 % av BNP, og 44 % av Norges eksport. På kort sikt forventes dette bildet å opprettholdes, mens det på lengre sikt er veldig usikkert; utvikling av etterspørsel og pris i Europa påvirkes av energi- og klimapolitikk, teknologit utvikling og den geopolitiske situasjonen. Det er viktig å ikke



Figur 9: Statens netto årlige kontantstrøm fra petroleumsvirksomheten, i milliarder NOK (2024). Tallgrunnlag hentet fra [Norskpetroleum.no](https://norskpetroleum.no).

sette likhetstrekk mellom dagens situasjon og forventninger utover 2030-tallet. En annen viktig faktor i omstillingen av Norge til et lavutslippssamfunn, er at petroleumssektoren i gjennomsnitt (siste ti år) har stått for 19 % av investeringene - disse har skapt og skaper høy aktivitet på kort sikt, men låser også opp mye kapital og ressurser som kunne og burde vært brukt i nye, grønne næringer.

3.6 Gjenværende reserver

I henhold til [Sokkeldirektoratets definisjon](#) av petroleumsressurser defineres reserver som "petroleumsmengder som det er besluttet at skal utvinnes"; dette inkluderer dermed både felt som allerede er i produksjon, felt/prosjekter som har godkjent PUD, og felt/prosjekter som er vedtatt av rettighetshaverne. Det er viktig å skille *reserver* fra *ressurser*, sistnevnte omfatter også funn som ikke er modnet fram til vedtak/godkjenning av utbygging, samt uoppdagede ressurser (prospekter og letemuligheter som ikke er påvist, der funnsannsynlighet inngår i estimatene).

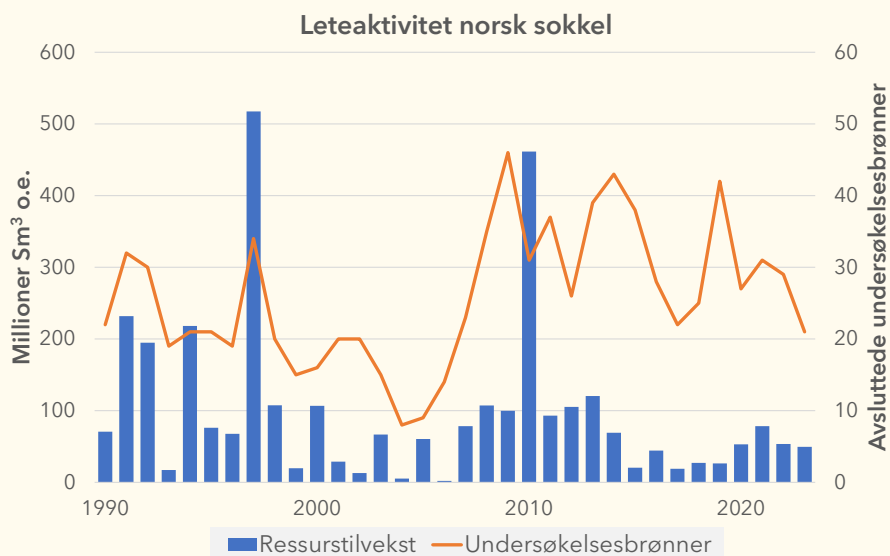
Som allerede vist i [Figur 7](#), er det stor variasjon mellom felt når det kommer til gjenværende reserver. Felt med mye gjenværende reserver kan gi fortsatt høye inntekter i mange år framover, men med lang levetid er de også mer eksponert for usikkerheten i etterspørsel og pris. Generelt er det også slik at lønnsomheten synker og energibehovet per produsert fat *øker* jo lavere andel av reservene som gjenstår å produsere - i såkalt *halefase*. I [Tabell 3](#) er gjenværende reserver for noen nøkkelfelt og grupper av felt vist, målt mot sokkelen totalt. Ser man nærmere på modenheten (målt i andel reserver produsert av totalt tilgjengelige, per 31.12.2023) for de ulike feltene, ser man at det er forholdsvis mange felt som har både lavt bidrag til totale gjenværende reserver, og også har veldig lav andel av reservene igjen å produsere. 17 felt (vår definisjon) har mellom 0-25 % andel reserver igjen å produsere. 11 felt har 25-50 %, fire felt har 50-75 % og kun to felt har 75-100 % av reservene igjen å produsere.

Tabell 3: Bidrag til gjenværende reserver på norsk sokkel per 31.12.2023, fordelt på felt (med vår feltdefinisjon) og grupper av felt. Basert på [Sokkeldirektoratets faktasider](#).

Felt	Troll	Johan Sverdrup	Topp 5 felt samlet	Bunn 10 felt samlet
Totalt	26 %	11 %	51 %	5,4 %
Olje/væske	1,9 %	24 %	50 %	4,6 %
Gass	45 %	0,47 %	69 %	0,57 %

3.7 Leting og funn

Figur 10 viser utviklingen i leteaktivitet på norsk sokkel. Det siste tiåret har det årlig blitt boret 20-40 undersøkelsesbrønner, med en funnsuksess på rundt 50 %. Selv om aktiviteten fortsatt er høy, må vi helt tilbake til 2010 og Johan Sverdrup for å finne et virkelig stort funn. Etter 2013 har årlig ressurstilvekst aldri vært høyere enn 78 millioner Sm³ o.e, noe som tilsvarer 1/3 av årsproduksjonen i 2023. Med lavere tilvekst enn produksjon, vil man selv med fortsatt høy leteaktivitet se fallende produksjon framover, noe som også bekreftes gjennom Sokkeldirektoratets nyeste prognoser (Figur 1).



Figur 10: Leteaktivitet på norsk sokkel siden 1990, brutto ressurstilvekst og antall undersøkelsesbrønner avsluttet per år. (Norskpetroleum.no)

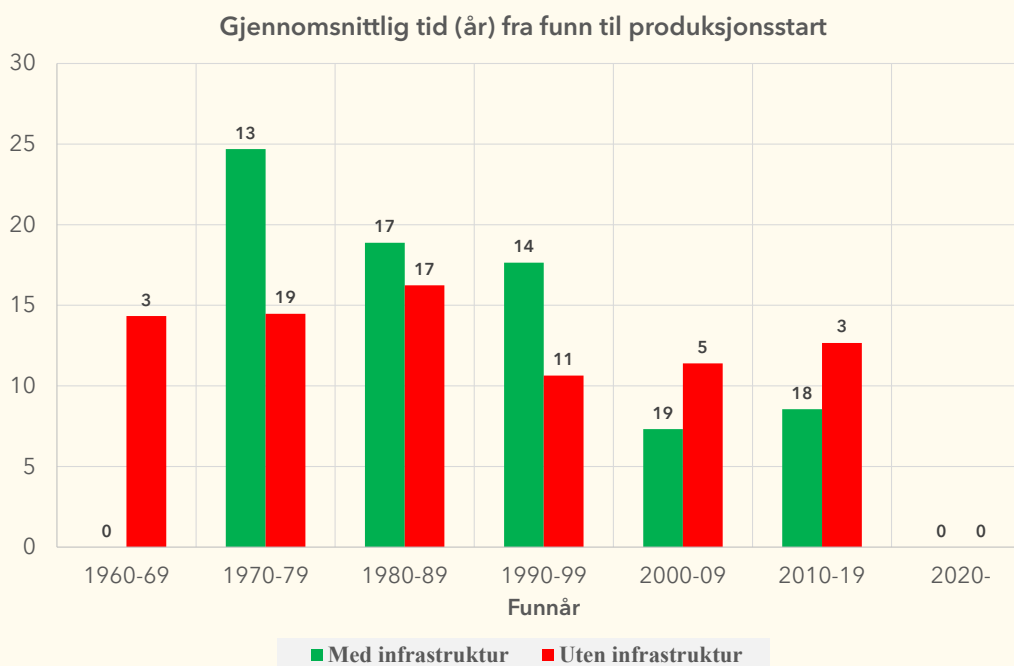
For å kunne vurdere mulig framtidig verdiskaping fra videre leting, må man ta hensyn til at det tar tid å omsette et funn til et felt i produksjon. Figur 11 viser denne utbyggingstiden for alle felt som enten er i produksjon, allerede er nedstengt, eller har godkjent PUD, og viser at

- Felt som ikke kan knyttes til eksisterende infrastruktur tar typisk 10-15 år fra funn til produksjonsstart - det er ingen klar trend over tid.
- Felt som kan knyttes til eksisterende infrastruktur tar typisk 5-10 år fra funn til produksjonsstart. Dette har minnet klart fra rundt år 2000.

Utbyggingstid varierer betydelig mellom felt. Felt med lav kompleksitet på undergrunn og tekniske løsninger subsea/topside kan ofte bygges ut og settes i produksjon raskere og med høyere lønnsomhet, enn felt med høy kompleksitet. Dataene viser ingen korrelasjon mellom feltstørrelse (reserver) og utbyggingstid.

Selv om det er stor variasjon, bør man altså ha et tidsperspektiv på minimum 5 år når man vurderer leting nær eksisterende infrastruktur, og 10-15 år når man vurderer leting i nye områder - for produksjonsstart. I tillegg må man plusse på en *inntjeningsperiode* som vil avhenge av eksportinntektene og dermed olje- og gassprisene.

Årlige letekostnader er 20 - 30 milliarder kroner, hvorav staten historisk har dekket mye gjennom leterefusjonsordningen. I 2022 ble ordningen erstattet med en kontantstrømskatt, men selskapene får fortsatt refundert mesteparten av eventuelt årlig underskudd. Fallende etterspørsel (se Figur 2) utover 2030- tallet kan føre at det som til nå har vært en gunstig investering for staten blir til økonomiske tap grunnet "*stranded assets*" – men risikoen er nå primært knyttet til små selskaper som driver mest med leteaktivitet, og risikoen er redusert i forhold til modellen med leterefusjonsordning.



Figur 11: Gjennomsnittlig antall år fra funn til produksjonsstart for felt som er i produksjon, allerede er nedstengt eller har godkjent PUD (planlagt produksjonsstart). Tallene over stolpene viser antall felt som er funnet i hvert tiår for kategoriene *med* infrastruktur (der man kan benytte eksisterende infrastruktur, typisk subsea tie-ins) og *uten* infrastruktur (der ny plattform eller nytt skip trengs for prosessering). Basert på [Sokkeldirektoratets faktasider](#).

3.8 Planlagte felt

Tabell 4 viser feltene som per august 2024 har godkjent PUD. Johan Castberg og Yggdrasil er nye feltutbygginger, mens resten av feltene planlegges knyttet til eksisterende infrastruktur. I tillegg til nye felt er også PUD for kraft-fra-land- prosjekter godkjent for Oseberg (ny), Troll (økning), Valhall (økning), Njord/Draugen (ny) og Snøhvit/Melkøya (ny).

På tross av fortellingen fra petroleumsbransjen og regjeringen om at Norge må være en stabil gassleverandør for Europa framover, er totalt bare 35 % av reservene for PUD-godkjente felt gass - dette skyldes primært at Johan Castberg er et oljefelt uten gassseksportløsning, og at Yggdrasil har klar overvekt av olje.

Estimert kraftbehov for Yggdrasil og de nevnte godkjente elektrifiseringsprosjektene er omtrent 6,4 TWh/år. Yggdrasil alene vil kreve strøm tilsvarende omtrent 55 000 husstander årlig. Andre nye felt og feltutbygginger som ikke er elektrifiserte vil i stedet medføre økning i klimagassutslipp.

3.9 Klimagassutslipp

I 2023 sto olje- og gassutvinning i Norge for omtrent 11,5 millioner tonn CO₂e, som tilsvarer rundt 25 % av totale norske klimagassutslipp. Den er med dette den største utslippssektoren i Norge.

Gassturbiner står for mesteparten av utslippene, rundt 81 % i 2022. Turbinene brukes dels direkte/mekanisk for å drive gasskompressorer, og dels sammen med generatorer som konverterer energien til elektrisk kraft som i sin tur brukes til å drive kompressorer, pumper og annet elektrisk utstyr. Det er en viss, men ikke lineær, sammenheng mellom produksjonsnivå og utslippsnivå. Resterende utslipp fordeler seg noenlunde likt mellom faking, kjeler og motor; dieselmotorer brukes primært på mobile borerigger.

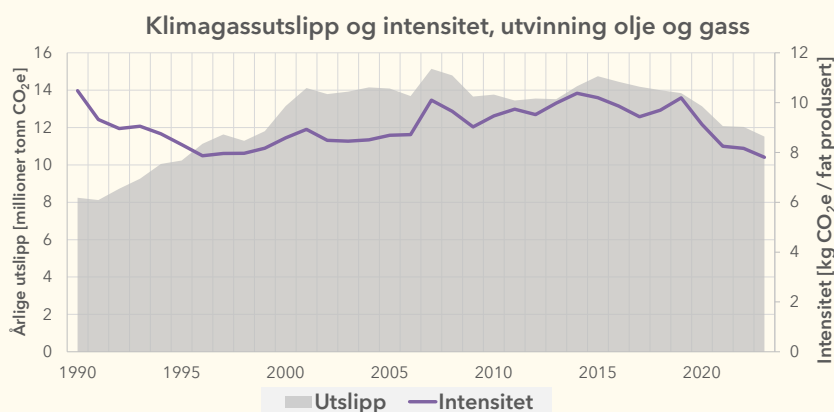
Tabell 4: Oversikt over nye felt som har godkjent PUD per august 2024 ([Sokkeldirektoratets faktasider](#)). Reserver er gitt i millioner Sm³ o.e.

Felt	Planlagt oppstart	Reserver	Infrastruktur	Kraft fra land	Andel gass
Johan Castberg	2024	89	NY	Nei	0 %
Eirin	2025	4	Gina Krog	Ja	86 %
Halten Øst	2025/2029	15	Åsgard	Nei	61 %
Tyrving	2025	5	Alvheim	Nei	<1 %
Verdande	2025	6	Norne	Nei	16 %
Irpa	2026	21	Aasta Hansteen	Nei	98 %
Alve Nord	2027	7	Skarv	Nei	61 %
Idun Nord	2027	3	Skarv	Nei	89 %
Ørn	2027	10	Skarv	Nei	90 %
Fenris	2027	25	Valhall	Ja	55 %
Fulla	2027	12	NY (Yggdrasil)	Ja	75 %
Hugin	2027	38	NY (Yggdrasil)	Ja	17 %
Munin	2027	50	NY (Yggdrasil)	Ja	43 %
Symra	2027	10	Ivar Aasen	Ja	12 %
Berling	2028	8	Åsgard	Nei	61 %

Omtrent 9,4 millioner tonn CO₂e av utslippene i 2023 kom direkte fra offshore drift av feltene. Resten fordeler seg på landanleggene, der Mongstad, Kårstø og Melkøya utgjør mesteparten.

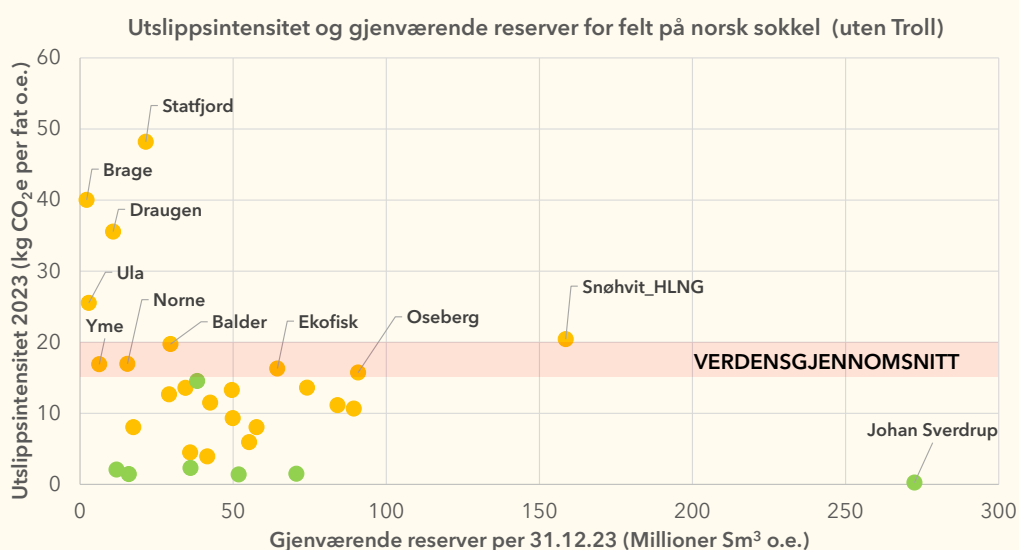
Figur 12 viser utviklingen siden 1990 i klimagassutslipp fra olje- og gassutvinning, samt intensiteten målt i kg CO₂e per produsert fat (o.e.). Både utslipp og intensitet har de siste årene falt, primært grunnet økt bruk av kraft fra land. Petroleumsbransjen har et mål om å redusere utslippene med 50 % i 2030 (målt mot 2005), men KonKraft sier selv i sin siste statusrapport at det blir svært vanskelig å nå dette målet. I denne rapporten er man også tydeligere enn noen gang på at elektrifisering gjennom kraft fra land er det viktigste tiltaket, og man legger press på myndighetene for å raskt godkjenne resterende planlagte prosjekter.

I dag er gjennomsnittlig intensitet (medregnet utslippene fra landanleggene) omtrent 8 kg CO₂e/fat o.e.; dette er lavere enn i de fleste andre land. Det er likevel verdt å merke seg at intensiteten (kun medregnet utslipp fra offshoreanlegg og Melkøya, ikke andre landanlegg) er omtrent 12,5 kg CO₂e/fat o.e. når man ekskluderer produksjon og utslipp fra alle felt som har kraft fra land. Historien om at Norge har spesielt “ren” produksjon på grunn av lav fakling, små lekkasjer og energieffektiv drift forteller altså i beste fall ikke hele sannheten.



Figur 12: Utvikling i klimagassutslipp og intensitet for norsk olje- og gassutvinning, 1990 - 2023. Data hentet fra [SSB \(utslipp\)](#) og [Norskpetroleum.no](#).

Bak gjennomsnittet for utslippsintensitet for norsk sokkel skjuler det seg stor variasjon. Generelt vil felt (som ikke er elektrifiserte) ha økende utslipp jo lenger ut i halefasen de kommer - dette skyldes primært at utstyr (særlig gasskompressorer) er designet for høy produksjon og den tidlige produksjonsfasen, og det er for kostbart eller teknisk komplisert å erstatte med utstyr som er løpende tilpasset spesifikasjoner på produksjonsrate og trykkbetingelser. En annen faktor er at det kreves mer energi per produsert enhet i form av enten injeksjonsvolum (for å "nå tak i" små mengder gjenværende olje) eller lavere trykk topside (for å få ut så mye gass som mulig). [Figur 13](#) viser tydelig at felt med lite gjenværende reserver har mye høyere intensitet enn felt som har mye reserver igjen å produsere. Oppsiktsvekkende mange felt har allerede i dag like høy eller høyere intensitet enn verdensgjennomsnittet som [estimeres til 15-20 kg/fat](#).



Figur 13: Utslippsintensitet og gjenværende reserver for feltene (vår definisjon) på norsk sokkel. Grønne felt har kraft fra land, gule felt drives kun med gassturbiner. Troll er ekskludert fra figuren grunnet svært høye gjenværende reserver; Troll hadde i 2023 en intensitet på 2,1 kg CO₂e/fat o.e. Sleipner-Gina Krog-Gudrun ble ytterligere elektrifisert i 2024, og vil få lavere intensitet i 2024 enn i figuren (2023: 14,5 kg CO₂e/fat o.e.). Datagrunnlag hentet fra [Feltspesifikke utslippsrapporter](#) og [Sokkeldirektoratets faktasider](#).

Så langt har kun de direkte klimagassutslippene blitt omtalt - scope 1. Det er imidlertid ved forbrenning/sluttbruk av olje og gass de største utslippene forekommer - scope 3. I tillegg er det utslipp forbundet med bruk av energi til utvinningen - scope 2. Både scope 2 og scope 3 er vanskelige å beregne, og i tillegg kommer diskusjonen rundt brutto vs. netto effekter.

Netto effekt av elektrifisering: Gassen som ikke blir brukt i gassturbinene, vil i stedet bli eksportert til Europa. Man vil høyst sannsynlig likevel få en netto utslippsreduksjon av å elektrifisere sokkelen, fordi fjerning av punktutslipp innenfor kvotemarkedet gir insentiver til å senke kvotetaket over tid, og fordi gasskraftverk på kontinentet er mer energieffektive enn offshore gassturbiner. På den andre siden er det usikkerhet rundt om økt gasseksport vil komme i tillegg til annen energiforsyning, eventuelt hva den vil erstatte. Her er det vanskelig å være kvantitativ, men det er på det rene at *netto* utslippseffekt av å elektrifisere sokkelen er *lavere* enn brutto effekt, og at tiltaket har en høy kostnad per *netto* utslippskutt globalt.

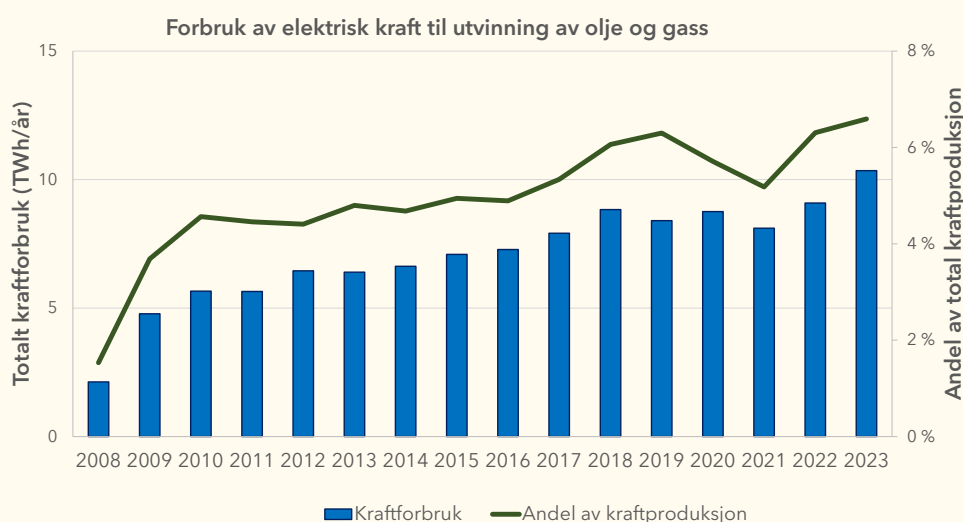
Scope 2: I Norge har kraften som sendes ut til sokkelen svært høy fornybarandel, og følgelig lave assosierte klimagassutslipp - Equinor estimerer i sin [årsrapport for 2023](#) (side 109, lokasjonsbasert scope 2) disse utslippene til å være mindre enn 1 % av scope 1 utslipp. Det er mulig å argumentere for å bruke en *markedsbasert* tilnærming siden Norge er påkoblet det europeiske strømmettet - da vil scope 2 utslipp bli noe høyere, men fortsatt lave sammenlignet med scope 1 utslipp. Begge disse

variantene er imidlertid kun en *brutto* vurdering. En *netto* vurdering er komplisert, men man bør likevel ta hensyn til at kraften er en begrenset ressurs og at den har alternative bruksområder. Å elektrifisere enda en plattform kan bety at et omstillingsprosjekt med klimakutt i landindustrien ikke blir realisert.

Scope 3: Brutto effekt av forbrenning av norsk olje og gass har blitt estimert til i overkant av 500 millioner tonn CO_{2e} årlig - altså mer enn 10 ganger høyere enn årlige totale norske territoriale utslipp, og omtrent 45 ganger høyere enn scope 1 utslipp fra olje- og gassutvinning. *Netto* effekt har blitt beregnet de siste årene av Rystad (2023) og Vista Analyse (2023), med ulike konklusjoner. Det er særlig *elastisiteten*, det vil si hvor mye etterspørselen endres ved endring i produksjon, som det er uenighet om. Det er likevel verdt å merke seg at ingen av rapportene tar hensyn til verken signaleffekten av norsk utfasing av olje, eller at utfasingen vil skje gradvis over en relativt lang tidsperiode - der markedet for fossile brenslere vil måtte endre seg betydelig. Det tas heller ikke stilling til hvilke andre land som eventuelt skulle måtte fase ut sin olje og gass raskere dersom Norge ikke går foran.

3.10 Kraftforbruk

Figur 14 viser forbruket av elektrisk kraft til petroleumsutvinning i Norge. Det har vært en markant økning det siste tiåret, og i 2023 passerte vi for første gang 10 TWh/år. I tillegg ser vi at petroleumsnæringen krever en stadig større andel av kraftproduksjonen i Norge, omtrent 7 % i 2023. Som nevnt i Kapittel 3.8 er det allerede godkjent nye kraft-fra-land- prosjekter som vil øke forbruket til rundt 17 TWh/år i 2030. Kraft fra land er petroleumsbransjens foretrukne løsning for å kutte klimagassutslipp, fordi det er forholdsvis billig (sammenlignet med andre tiltak) og fordi det tillater å opprettholde høy aktivitet på leting og på nye olje- og gassprosjekter. I sum fører høy bruk av kraft fra land både til lav omstillingstakt på sokkelen, og til lavere omstillingstakt på land på grunn av at kraft ikke er tilgjengelig til annen industri. Vi vet heller ikke hva *netto* utslippseffekt globalt av elektrifiseringen er.



Figur 14: Kraftforbruk for olje- og gassutvinning i Norge siden 2008, både i absolutte tall (SSB) og som relativ andel av total kraftproduksjon i Norge (Statnett).

Kraftforbruk brutt ned på onshore og offshore per strømområde er oppsummert i Tabell 5 - se kommentarer om metodikk i Kapittel 2.4. Selv om tallene ikke er helt nøyaktige, er det tydelig at belastningen per nå er størst i NO5 og NO2. Begge er områder med høy kraftproduksjon, men overføringskapasiteten er en flaskehals. Ny, grønn industri vil også hindres mest med tanke på tilgjengelig kraft i disse områdene. Det er verdt å merke seg at flere av de godkjente prosjektene som kommer fremover også vil føre til økt press i NO3 (Njord/Draugen) og ikke minst NO4 (Melkøya).

Tabell 5: Oversikt over kraftforbruk relatert til olje- og gassutvinning, 2023. S sammensatt av data fra SSBs Årsdata, PrisoMrådedata og Kommunedata.

Strømområde	Totalt forbruk 2023 [TWh]	Forbruk offshore 2023 [TWh]	Tilknyttede offshore-anlegg	Forbruk onshore 2023 [TWh]	Landanlegg
NO1 (Øst)	0	0	-	0	-
NO2 (Sør)	2,8	1,4	J. Sverdrup, E. Grieg / Ivar Aasen, Sleipner / Gina K. / Gudrun, Valhall	1,4	Kårstø
NO3 (Midt)	1,8	-	-	1,8	Nyhamna, Tjeldbergodden
NO4 (Nord)	0,8	0,4	Goliat	0,4	Melkøya
NO5 (Vest)	5,0	1,9	Troll, Gjøa, Martin Linge	3,2	Kollsnes, Sture, Mongstad
TOTALT	10,4	3,7		6,7	

4 MDGs forslag til utfasingsplan

Basert på [vedtatt resolusjon fra MDGs landsmøte 2024](#) bygger vår utfasingsplan på følgende prinsipper:

- **Ingen mer leting eller nye investeringer.** Dette gjelder allerede fra i dag.
- **Stenge felt som er skitnere enn verdensgjennomsnittet.** I praksis stenger vi ned felt som når høyere utslippsintensitet enn 15 kg CO₂e/fat o.e. Før 2030 er vi litt mindre strenge på denne grensen, for at det skal bli tid nok til å planlegge nedstengning på de skitneste feltene på sokkelen.
- **Si nei til levetidsforlengelser.** På grunn av det store spennet som er i utvinningstillatelsenes utløpstid (se [Kapittel 3.2](#)), har vi ikke en absolutt streng tolkning av dette - som et eksempel gir det ikke så mye mening å stanse Troll i 2030 da nåværende tillatelser utløper. Men vi bruker utløpstid for tillatelser som et av flere grep, for felt der utløpstid for nåværende tillatelse åpner for dette.
- **Stanse alle planer om mer bruk av kraft fra land.** I tillegg faser vi utover 2030-tallet ut flere felt som allerede er tilknyttet kraft fra land, for å frigjøre strøm til andre formål - når lønnsomheten og gjenværende reserver er betydelig lavere enn i dag.

I dette kapittelet presenterer vi utfasingen av norsk olje og gass i flere faser med varighet på fem år av gangen. Fasene er oppsummert i [Tabell 6](#), hvor det fremgår hvilke felt som foreslås avvirket i hvilken fase.

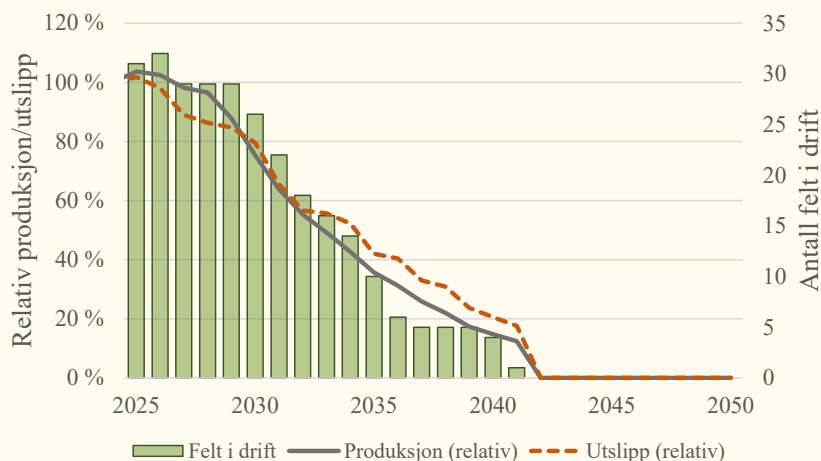
Den samlede effekten på utslipp og årsproduksjon (relativt til dagens nivå), samt antall aktive gjenværende felt til enhver tid, er vist i [Figur 15](#). I de videre delkapitlene vil detaljer fra hver enkelt fase presenteres og beskrives nærmere i detalj.

4.1 Første fase: 2024 – 2030

I den første fasen, frem mot 2030, gjennomføres en avvikling av alle felt som har svært høy utslippsintensitet, i tråd med MDGs tidligere [representantforslag til Stortinget](#) fremmet i desember 2023. Feltene som fases ut aller først, har minimal påvirkning på inntektene fra sokkelen, men relativt stor påvirkning på utslippene. Dette er også enten rene oljefelt eller felt med høy oljeandel, slik at vi fortsatt kan forsyne Europa med gass på kort sikt. Når vi nærmer oss 2030, fases også felt med en noe høyere mulig inntjening ut - dette fordi de likevel har en utslippsintensitet over 15 kg CO₂e/fat o.e. De aller fleste feltene vi foreslår å stenge ned før 2030 har allerede produsert i minimum 25 år i dag, så dette er gamle installasjoner og felt.

Tabell 6: Detaljert tidshorisont for vår foreslåtte utfasingsplan. For hver fase, vises hvilke felt som foreslås utviklet, med oppstartsår i parentes og hvor bakgrunnsfarge angir elektrifiseringsstatus, som vist.

Fase	1 (2024-2030)	2 (2030-2035)	3 (2035-2040)
Avviklede felt [oppstartsår]	Ula [1986]	Alvheim [2008]	Edvard Grieg+ [2015]
	Brage [1993]	Goliat [2016]	Johan Sverdrup [2019]
	Draugen [1993]	Gullfaks [1986]	Valhall [1982]
	Statfjord [1979]	Kvitebjørn [2004]	Yggdrasil [2027]
	Yme [1996]	Aasta Hansteen [2018]	Ormen Lange [2007]
	Balder [1999]	Kristin [2005]	Troll [1995]
	Eldfisk [1979]	Martin Linge [2021]	
	Norne [1997]	Skarv [2013]	
	Ekofisk [1971]	Njord [1997]	
	Sleipner+ [1993]	Oseberg [1988]	
	Snøhvit/HLNG [2007]	Snorre [1992]	
	Åsgard [1997]	Visund [1999]	
		Gjøa [2010]	
		Grane [2003]	
	Heidrun [1995]		
	Johan Castberg [2024]		
Tegnforklaring	Delvis el.		
Full-elektrifisert	Godkjent full-el.	Godkjent delvis el.	Delvis el. - havvind



Figur 15: Årlig samlet produksjon og utslipp fra norsk sokkel som et resultat av vår foreslåtte utfasingsplan, relativt til dagens nivå (100 %). I tillegg vises antall felt i drift frem mot 2050.

Draugen har godkjent kraft fra land (sammen med Njord) fra 2027, men har allerede i dag så lite som rundt 11 millioner Sm³ o.e. gjenværende reserver. Årlig elektrisk kraftbehov er **estimert til 0,35 TWh** - dette gjør et betydelig innhugg i kraftbalansen for Trøndelag. Vi foreslår derfor å stenge ned Draugen allerede før 2027, slik at kraften kan prioriteres til andre formål i regionen.

Snøhvit/HLNG har også godkjent kraft fra land, fra rundt 2030. Snøhvit har fortsatt betydelige reserver igjen å produsere, men ligger samtidig i dag på rundt 20 kg CO₂e/fat o.e. **Årlig elektrisk kraftbehov er hele 3,6 TWh**. Vi foreslår heller å stenge ned hele feltet omtrent i 2030, framfor å enten

sette Finnmark i en svært vanskelig kraftsituasjon med tanke på balanse og overføringskapasitet, eller å måtte bygge ned store mengder urørt natur for å produsere tilstrekkelig elektrisk kraft. Sekundært kan en løsning med karbonfangst- og lagring vurderes.

4.2 Andre fase: 2030 — 2035

I årene etter 2030 vil stadig flere felt, både de som drives uten kraft fra land og delvis elektrifiserte felt, oppleve så stort fall i produksjon at utslippsintensiteten overstiger verdensgjennomsnittet. Da vil det ikke lenger være fordelaktig å fortsette produksjonen fra disse.

I tillegg har noen av de fullelektrifiserte feltene, Goliat og Martin Linge, såpass lav gjenværende produksjon at det er bedre samfunnsnytte i å stenge dem ned og frigjøre strøm til andre formål.

Johan Castberg foreslår vi å stenge ned i slutten av denne perioden - selv om det da kun vil ha produsert i omtrent 10 år. Johan Castberg bygges ut uten kraft fra land og uten gasseksportløsning, det vil si at all produsert gass må injiseres tilbake i reservoaret. Dette gir en relativt høy utslippsintensitet allerede fra starten av, og omtrent i 2035 overstiger intensiteten verdensgjennomsnittet. Feltet bidrar ikke til å levere noe gass til Europa, og uten fortsatt leting og nye funn i området er mesteparten av reservene allerede produsert på dette tidspunktet.

4.3 Tredje fase: 2035 – 2040

Dette er fasen hvor de resterende helelektrifiserte feltene stenges ned, idet produksjonen faller til et nivå som gjør det lite hensiktsmessig å bruke store mengder kraft fra land på å hente ut det aller siste av olja og/eller gassen. Dette gjelder også feltene Edvard Grieg, Johan Sverdrup og Yggdrasil, alle relativt nye felt med oppstartsår senere enn 2015. Selv gigantutbyggingen Yggdrasil inneholder bare kjente reserver tilsvarende om lag et halvt år med dagens produksjon for sokkelen samlet, og vil ifølge våre prognoser ha lite reserver igjen når vi nærmer oss 2040.

Feltet Valhall stenges også ned - helelektrisk siden 2014, men Valhall er et gammelt felt som har vært igjennom flere runder med levetidsforlengelser siden oppstarten i 1982.

Ormen Lange produserer utelukkende gass, men har ifølge våre prognoser ikke mye reserver igjen å produsere etter 2040. Feltet har utvinningstillatelse som uansett utløper i 2041, og vi foreslår å stenge ned dette feltet i 2040.

Troll vil selv etter 2040 ha betydelige reserver igjen å produsere. Selv om dette også er et fullelektrifisert gassfelt, mener vi likevel at utgangspunktet må være at Troll stenges ned i 2040. Dersom videre drift skal være aktuelt etter 2040, mener vi at dette må skje med en nullutslippsløsning - altså at det verken skjer utslipp ved produksjon, transport eller bruk - i Norge eller i andre land.

4.4 Virkemidler for gjennomføring av planen

Det er en forutsetning å **stanse all leting, samt investeringer som gir økt produksjon og/eller forlenget levetid**. Som vist i [Kapittel 5](#), vil dette være det klart viktigste virkemiddelet i planen.

Å ikke fornye utvinningstillatelser er også et av virkemidlene vi foreslår å benytte. Hvis man legger til grunn andre forutsetninger for etterspørsel/pris, og løfter opp viktigheten av utslippskutt og omstilling, så endres terskelen for å fornye tillatelser i forhold til departementets praksis fram til nå. Siden selskapene etter loven ikke har *krav* på slike forlengelser (se [Kapittel 3.2](#)), vil staten ikke risikere noen form for erstatningsansvar her.

Økonomiske insentiver vil likevel være nødvendig. I dag skjer avvikling av felt først når operatørene vurderer dem som ulønnsomme. Ved hjelp av en styring av avgiftspolitikken kan vi sikre at dette skjer i tråd med fasene i utfasingsplanen på to måter:

- CO₂-avgiften må trappes opp betydelig målt mot nåværende planer. Denne treffer felt som ikke er elektrifiserte, og felt med høyest intensitet treffes best.
- En omstillingsavgift må innføres per produsert enhet. Denne treffer også felt som er elektrifisert, og er derfor et viktig supplement til CO₂-avgiften.

En **støtteordning for plugging av brønner** og dekommisjonering vil hjelpe noen av feltene til å komme i gang tidligere med denne store jobben. Det er ikke tenkt at staten skal overta store deler av disse utgiftene, men insentivet skal føre til at felt ikke forlenger levetida utelukkende av hensyn til nåverdieffekter av å skyve avslutningsjobben foran seg (dette skjer på flere felt i dag).

5 Effekter av utfasingsplanen

5.1 Produksjon og økonomi

Produksjonsutviklingen for de tre scenarioene “MDGs utfasingsplan”, “Null leting og investeringer”, og “business as usual”, er allerede vist i [Figur 4](#). Konsekvenser av vår utfasingsplan vurderer vi *relativt* til scenariet “business as usual” - med antagelsen at det i dette scenariet fortsatt er tilstrekkelig etterspørsel i relevante markeder, slik at olje og gass fortsatt kan selges lønnsomt i tiårene framover.

[Tabell 7](#) viser *mulig* akkumulert endring i produksjon som følge av vår utfasingsplan, målt mot “business as usual”. [Tabell 8](#) viser *mulig* akkumulert bortfall av statens inntekter, gitt etterspørsel og flate priser. Vi har dessverre ikke et tilstrekkelig detaljert tallmateriale til å beregne mulige sparte kostnader for staten, i form av utgifter til investeringer, drift og leting som går tapt dersom felt blir ulønnsomme (“stranded assets”). Totalt sett må de økonomiske estimatene derfor sees på som konservative; *i verste fall* er samlet bortfall av inntekter gjennom hele perioden (til 2050) begrenset til å være i størrelsesorden ett statsbudsjett - eller maksimalt 20 % av statens petroleumsinntekter for hele perioden fram til 2050.

Kostnader relatert til plugging av brønner og avvikling av felt viser vi separat i [Kapittel 5.2](#).

Tabell 7: Mulig *akkumulert* bortfall av produksjon som følge av vår utfasingsplan, målt mot “business as usual”. Legg merke til ulik varighet på de tre tidsperiodene som alle starter fra og med 2024. Alle tall er gitt i millioner Sm³ o.e.

Periode	"Business as usual"	Vår utfasingsplan	Endring
2024 - 2030	1 610	1 560	-55 (-3 %)
2024 - 2040	3 040	2 180	-900 (-29 %)
2024 - 2050	3 490	2 180	-1 320 (-38 %)

5.2 Kostnader til plugging og avslutning av felt

Med vår utfasingsplan vil alle felt måtte avsluttes tidligere enn i “business as usual”. Dette medfører at avslutningskostnadene (som staten dekker mye av) blir akselerert, og det oppstår en mulig negativ nåverdieffekt; denne har vi estimert og oppsummert i [Tabell 9](#). Når vi kommer til 2050 viser beregningene at denne effekten er liten - det vil måtte avvikles noen flere installasjoner i “business as usual” enn med vår plan, og denne effekten er tilnærmet like stor som nåverdieffekten av tidligere

Tabell 8: Mulig *akkumulert* reduksjon av statens inntekter som følge av vår utfasingsplan, målt mot *"business as usual"*. Legg merke til ulik varighet på de tre tidsperiodene som alle starter fra og med 2024. Alle tall er beregnet som nåverdi, og angitt i milliarder NOK.

Periode	"Business as usual"	Vår utfasingsplan	Endring (worst case)
2024 - 2030	5 000	4 920	-85 (-2 %)
2024 - 2040	7 800	6 380	-1 420 (-18 %)
2024 - 2050	8 250	6 380	-1 870 (-21 %)

avslutning. Med *"business as usual"* kommer mesteparten av avslutningsaktiviteten etter 2040, mens den med vår plan kommer mellom 2030 og 2040.

Det må igjen understrekes at disse tallene er svært usikre. Det er likevel ikke vanskelig å se for seg at man med en *"flaterer"* profil på avslutning av felt raskere vil kunne lære og utvikle ny teknologi, slik at kostnader relatert til plugging og avslutning totalt sett kan bli lavere med vår plan.

Tabell 9: Mulig *akkumulerte* totale kostnader i vår utfasingsplan knyttet til plugging og avslutning av felt, målt mot *"business as usual"*. Legg merke til ulik varighet på de tre tidsperiodene som alle starter fra og med 2024. Alle tall er beregnet som nåverdi, og angitt i milliarder NOK.

Periode	"Business as usual"	Vår utfasingsplan	Endring
2024 - 2030	6	220	214
2024 - 2040	80	966	886
2024 - 2050	1 086	1 086	0

5.3 Klimagassutslipp

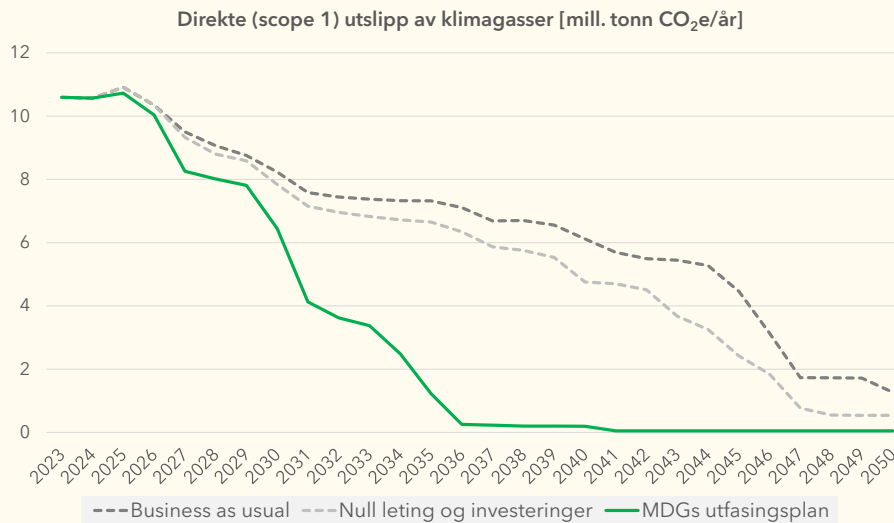
Et av hovedmålene med vår utfasingsplan er å redusere klimagassutslippene raskere ned til null enn dagens politikk legger opp til. Gjennom å bruke utslippsintensitet som et viktig kriterium for hvilke felt som stenges ned først, maksimerer vi utslippskutt mens vi begrenser økonomiske konsekvenser. I [Tabell 10](#) er utslippsnivået i ulike år sammenlignet med referansebanen *"business as usual"*, og med 2023-nivå. Allerede i 2035 er utslippsnivået redusert med 88 % målt mot 2023, og i løpet av året 2040 er utslippene redusert til null.

Tabell 10: Beregnede årlige klimagassutslipp på norsk sokkel i vår utfasingsplan - målt mot *"business as usual"* og mot utslippsnivået i 2023, som var 10,3 millioner tonn CO₂e. Som forklart i [Kapittel 2.2](#), inkluderer dette ikke landanlegg med unntak av Melkøya/HLNG. Effektene av landanleggene diskuteres nærmere i [Kapittel 5.5](#).

År	Klimagassutslipp	Reduksjon i årlige utslipp målt mot	
		"Business as usual"	2023-utslipp
2030	6,4	22 %	38 %
2040	0,2	97 %	98 %
2050	0	100 %	100 %

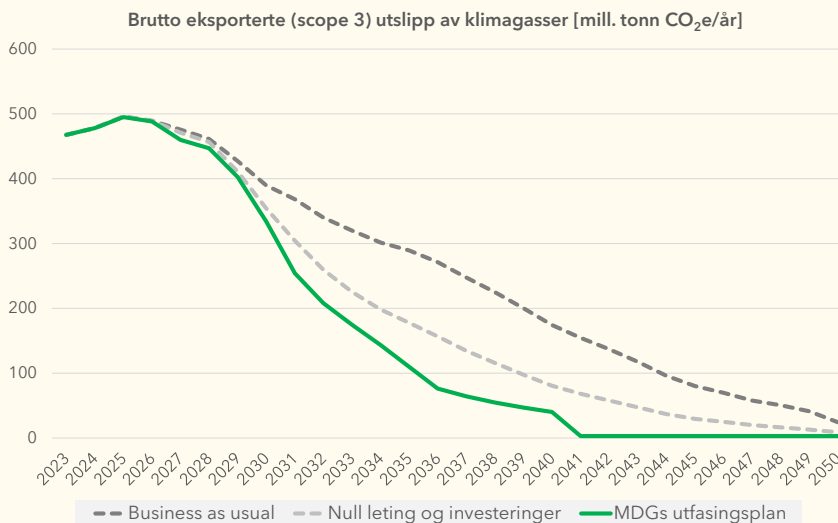
[Figur 16](#) viser utviklingen i klimagassutslipp for vår utfasingsplan, målt mot *"business as usual"* og *"null leting og investeringer"*. Også i *"business as usual"* går utslippene ned målt mot dagens nivå, men å holde mange ikke-elektrifiserte felt i drift langt utover 2030- og 2040-tallet begrenser hvor mye reduksjon det er mulig å få til. Null leting og investeringer er et veldig viktig første steg for å få redusert utslippene, men det er tydelig at det trengs aktiv politikk utover dette grepet når man sammenligner med vår plan.

Med metodikken forklart i [Kapittel 2.4](#) har vi også beregnet *brutto* effekt av scope 3 klimagassutslipp, dette er vist i [Figur 17](#). Hvor mye av disse utslippene som *netto* vil unngås med vår plan er vanskelig



Figur 16: Årlige scope 1 klimagassutslipp i vår utfasingsplan sammenlignet med scenariene “business as usual” og “null leting og investeringer”.

å kvantifisere, men størrelsesordenen viser at potensialet for å også bidra med globale utslippskutt utenfor Norges grenser er stort. Akkumulerte unngåtte scope 3 utslipp (målt mot “business as usual”) er i 2050 estimert til omtrent 2,5 milliarder tonn CO₂e, eller rundt 55 ganger Norges rapporterte utslipp for 2023.



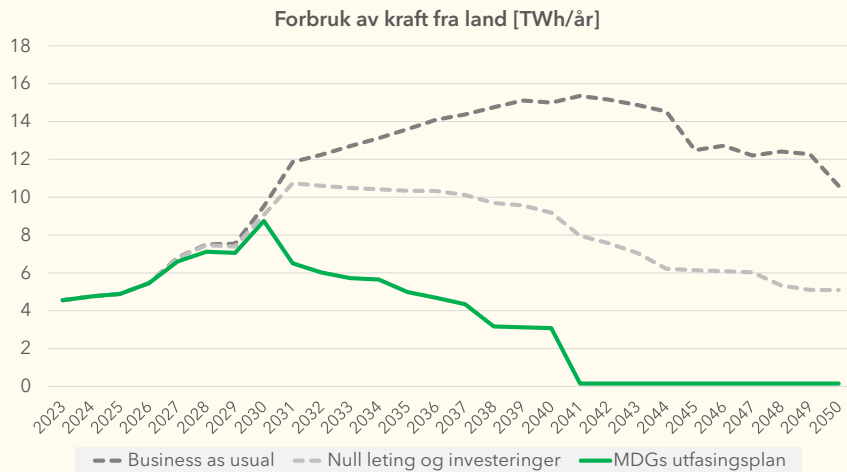
Figur 17: Årlige scope 3 klimagassutslipp i vår utfasingsplan sammenlignet med scenariene “business as usual” og “null leting og investeringer”. Legg merke til størrelsesordenen på tallverdiene i forhold til i [Figur 16](#).

5.4 Kraft fra land

Et annet viktig mål med vår utfasingsplan er å frigjøre kraft til andre formål. De fleste felt som allerede er elektrifisert med kraft fra land eller har godkjent PUD, er relativt nye felt som har høye gjenværende reserver. I tillegg er det lite (scope 1) klimagassutslipp å hente på å stenge ned slike felt; noen er/blir dog bare delvis elektrifiserte (eksempelvis Sleipner) og har derfor også potensial for utslippskutt. Av disse grunnene prioriterer vi primært å stenge ned ikke-elektrifiserte felt først, mens felt med kraft fra land stort sett fases ut i løpet av 2030-tallet. Viktige unntak er Draugen (planlagt kraft fra land 2027) og Snøhvit/HLNG (planlagt kraft fra land fra 2030) - disse foreslår vi å stenge ned allerede før planlagt elektrifiseringstidspunkt, grunnet en kombinasjon av høy utslippsintensitet (før elektrifisering) og en presset kraftsituasjon på land i Trøndelag og i Finnmark.

Figur 18 viser utviklingen i bruk av kraft fra land for vår utfasingsplan, målt mot “business as usual” og “null leting og investeringer”. I “business as usual” forventes en betydelig økning i kraftforbruk, særlig grunnet planlagt elektrifisering av HLNG i 2030. I 2040 er forventet kraftforbruk omtrent 15 TWh/år. Null leting og investeringer hjelper noe utover 2030-tallet fordi man unngår enda flere kraft-fra-land- prosjekter og å forlenge levetiden til allerede elektrifiserte felt. Men som for klimagassutslipp er det tydelig at det trengs en strammere politikk utover å stanse leting og investeringer for å virkelig frigjøre større mengder kraft.

I vår utfasingsplan frigjør vi 12 TWh/år i 2040 målt mot “business as usual”.



Figur 18: Årlige forbruk av kraft fra land i vår utfasingsplan, sammenlignet med scenariene “business as usual” og “null leting og investeringer”. Som forklart i [Kapittel 2.2](#), inkluderer dette ikke landanlegg med unntak av Melkøya/HLNG. Effektene av landanleggene diskuteres nærmere i [Kapittel 5.5](#).

5.5 Effekter fra landanleggene

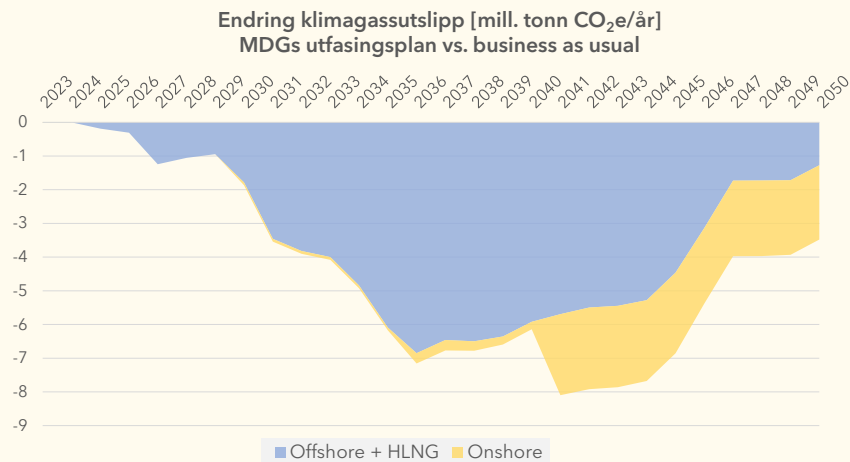
Som forklart i [Kapittel 2.2](#) er resultatene så langt presentert uten effekter på landanleggene (utenom Melkøya/HLNG), grunnet kompleksiteten og usikkerheten som følger med analyser av landanleggene. Det er likevel mulig ut fra metodikken forklart i [Kapittel 2.4](#) å estimere tilleggseffekter på utslippskutt og kraftforbruk fra vår plan. Dette er vist i [Figur 19](#) (klimagassutslipp) og [Figur 20](#) (kraftforbruk).

Utover 2030-tallet gir vår plan mulighet for å stenge ned noen av de mindre landanleggene, altså de som ikke er knyttet opp mot veldig mange felt. Det er likevel ikke før fra 2040 og utover at ekstra effekter på utslipp virkelig monner fra landanleggene - når de kan stenges helt ned. Det samme bildet ser vi for forbruk av elektrisk kraft; etter 2040 frigjør nedstengning av landanleggene mye kraft som kan brukes til andre formål.

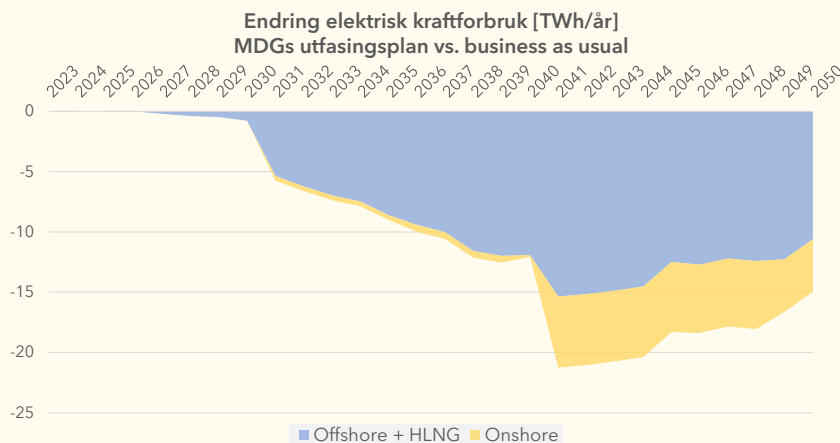
5.6 Sysselsetting

Med en ventet nedgang i produksjonen framover, vil også antallet arbeidsplasser tilknyttet næringen reduseres. I [Perspektivmeldingen 2021](#) estimeres et fall på 50 000 arbeidsplasser frem mot 2030 (justert i [Perspektivmeldingen 2024](#) til en reduksjon på 35 000 fra 2024 til 2030, og ytterligere 70 000 fra 2030 til 2060), men det pekes også på at i et tilfelle med et brått fall i oljeprisen så vil 90 000 jobber kunne forsvinne.

I juni 2023 lanserte Kompetansebehovsutvalget sin rapport om fremtidig kompetansebehov og utfordringer for å omstille norsk næringsliv; de slår fast at [vi mangler kompetansen som trengs](#) for å lykkes med omstillingen. Det er knapphet på kompetanse og spesifikk fagkunnskap, og økende



Figur 19: Reduserte klimagassutslipp i vår utfasingsplan sammenlignet med “business as usual”-scenariet. Figuren viser mulig tilleggseffekt på kraftforbruk grunnet nedstengning av onshoreanlegg (Melkøya/HLNG er inkludert sammen med offshoreanlegg).



Figur 20: Redusert elektrisk kraftbehov i vår utfasingsplan sammenlignet med “business as usual”-scenariet. Figuren viser mulig tilleggseffekt på utslippskutt grunnet nedstengning av onshoreanlegg (Melkøya/HLNG er inkludert sammen med offshoreanlegg).

konkurransen mellom næringer om de samme hodene og hendene. Som en del av kunnskapsgrunnlaget til utvalget oppsummerte NIFU og SINTEF i [en egen rapport](#) sin gjennomgang av næringslivets behov med utgangspunkt i å nå fastsatte klima- og miljømål. De finner at “*petroleumsnæringen sysselsetter mange av de menneskene som det også forventes mer behov for som følge av en grønn omstilling på tvers av hele arbeidslivet*”. Skal vi øke tempoet i omstillingen, så må vi frigjøre ressurser som i dag bindes opp i petroleumsnæringen. I Perspektivmeldingen 2024 konkluderes det med at “*gradvis avtagende aktivitet i olje- og gassvirksomheten ikke vil skape utfordringer i form av langvarig økt ledighet, fordi arbeidskraften vil være etterspurt andre steder*”.

SSB har i [Utfordringer for lønnsdannelsen og norsk økonomi](#) (2023) beregnet konsekvenser av Sokkeldirektorarets scenario med lav ressurstilvekst/sein teknologiutvikling (se [Figur 1](#)), og funnet at det i petroleumsnæringen og tilknyttede tjenester vil være behov for at omtrent 15 000 flere må sysselsettes i andre næringer. I rapporten “[Rettferdig, grønn omstilling](#)” (Samfunnsøkonomisk Analyse) lansert i april 2024 presenteres det estimater for effektene av et lavutslippsscenario hvor man iverksetter umiddelbar stans i all ny leting etter olje og gass og en styrt avvikling av all petroleumsproduksjon innen 2050. Sammenlignet med et referansescenario som ligner

forventningsscenariet til Sokkeldirektoratet (se [Figur 1](#)), finner man at det i perioden frem til 2050 vil være behov for at rundt 27 000 personer må omstilles. Også i denne rapporten peker forfatterne på det store behovet for kompetanse i andre næringer og at omstillingen i et nasjonalt nivå vil kunne skje uten store utfordringer, men de peker samtidig på risikoen for regional sårbarhet i lokalsamfunn og kommuner hvor petroleumsnæringen (og særlig leverandørindustrien) står for så mye som 10-15 % av den totale sysselsettingen. Dette er typisk for en del kystkommuner på Vestlandet. Vi foreslår derfor å sette ned lokale omstillingskommisjoner der relevante aktører kan bidra med kunnskap om lokale forhold, og foreslå grep som motvirker disse midlertidige utfordringene.

Å spå konsekvensene for sysselsettingen i petroleumsnæringen og i andre næringer som et resultat av en endret oljepolitikk er en krevende øvelse. Likevel tilsier alle tilgjengelige analyser at vi med en styrt avvikling av petroleumsaktiviteten på norsk sokkel over en moderat tidshorisont vil unngå økt arbeidsledighet og være i langt bedre stand til å akselerere omstillingen av norsk næringsliv enn med en "business as usual"-tilnærming hvor vi taper industrimuligheter til andre deler av verden og samtidig løper en risiko for nye, brå endringer i markeds situasjonen grunnet fall i olje- og/eller gassprisen. MDGs politikk bygger i tillegg opp grønne næringer, noe som vil øke mulighetene for at dagens petroleumsansatte kan finne seg en annen relevant jobb.

Vedlegg

I Detaljert feltoversikt

Tabell 11: Samlet oversikt over eksisterende felt på norsk sokkel, inkludert Johan Castberg (2024) og Yggdrasil (2027), som viser variasjonen med tanke på produksjonsvolum, rapporterte klimagassutslipp og dermed tilhørende karbonintensitet, samt kraftforbruk og estimerte gjenværende reserver per 31. desember 2023.

Felt (vår definisjon)	Produksjon 2023 [mill. Sm3 o.e.]	Utslipp 2023 [mill. tonn]	Intensitet 2023 [kg CO2 per fat o.e.]	Kraft fra land 2023 [TWh]	Gjenv. reserver 31.12.2023 [mill. Sm3 o.e.]
Aasta Hansteen	7,1	0,18	3,9	-	42
Alvheim	2,8	0,23	13,0	-	29
Balder	1,3	0,16	20,0	-	30
Brage	0,8	0,20	40,0	-	2
Draugen	0,9	0,20	36,0	-	11
Edvard Grieg & Ivar Aasen	7,9	0,07	1,4	0,33	52
Ekofisk	5,5	0,57	16,0	-	64
Eldfisk	3,0	0,25	14,0	-	34
Gjøa	8,4	0,12	2,3	0,36	36
Goliat	1,5	0,02	2,1	0,41	12
Grane	2,6	0,22	13,0	-	50
Gullfaks	9,9	0,58	9,3	-	50
Heidrun	5,2	0,35	11,0	-	89
Johan Castberg	-	-	-	-	89
Johan Sverdrup	43,0	0,07	0,3	0,63	270
Kristin	5,7	0,29	8,0	-	58
Kvitebjørn	3,8	0,19	8,0	-	17
Martin Linge	3,2	0,03	1,4	0,22	16
Njord	2,4	0,18	11,0	-	43
Norne	2,5	0,27	17,0	-	15
Ormen Lange	7,0	-	-	-	79
Oseberg	11,0	1,10	16,0	-	91
Skarv	9,5	0,36	5,9	-	55
Sleipner, Gina Krog & Gudrun	8,1	0,74	15,0	0,05	38
Snorre	6,5	0,46	11,0	-	84
Snøhvit / HLNG	6,9	0,89	20,0	-	159
Statfjord	2,4	0,72	48,0	-	21
Troll	43	0,58	2,1	1,30	640
Ula	1,1	0,18	26,0	-	2,9
Valhall	3,2	0,03	1,5	0,39	71
Visund	6,6	0,19	4,5	-	36
Yggdrasil	-	-	-	-	100
Yme	1,1	0,12	17,0	-	6
Åsgard	9,5	0,81	14,0	-	74
TOTALT	234	10,3	7,0	3,7	2 460

Noter:

- Utslipp og kraftforbruk på landanlegg (utenom Melkøya/HLNG) er ikke inkludert.
- Ormen Lange er bygget ut utelukkende med subsea- løsning; utslipp og kraft fra land er derfor kun på landanlegg og disse er følgelig ikke inkludert.
- Både forbruk av kraft fra land, utslipp og intensitet vil påvirkes av PUD-godkjente prosjekter for (økt) elektrifisering med kraft fra land.
- Intensiteten for felt som ikke er elektrifiserte vil generelt øke med tid, ettersom produksjonen faller.
- Gjenværende reserver er farget etter andel olje vs. gass: Helt grønn er kun olje og væske, helt rød er kun gass.

II Beskrivelse av metode for estimat av produksjonsprognoser

I det følgende gis det en beskrivelse av fremgangsmåten som er benyttet for å lage prognoser for felt i produksjon på norsk sokkel. Det må understrekes at metoden er en forenkling av virkeligheten, men er basert på kunnskap om typiske livsløp for felt av ulike størrelse og karakter, samt offentlig tilgjengelig informasjon om gjenværende reserver og estimerte levetider. Metoden blir illustrert med to felt av ulik type, og er benyttet på resterende felt for å lage de aggregerte produksjonsprognosene som er vist i [Figur 4](#).

Modent felt med lite ny ressurstilvekst: Snorre

De fleste felt på norsk sokkel har relativt høy alder og har "gått av platå", et begrep som beskriver at produksjonen har begynt å avta etter å ha ligget stabilt på et toppnivå (platå) for produksjon i en periode på typisk 7–10 år. For et felt som Snorre med produksjonsstart i 1992, blir dette tydelig, som vist i [Figur 21a](#) for den historiske produksjonen av olje på feltet. Selv om det ikke alltid er trivielt å definere i hvilken tidsperiode "platåproduksjonen" foregår, velger vi her å bruke perioden 1998–2004.

For videre produksjon på feltet, bruker vi en antagelse om at all produksjon vil følge en generell S-kurve (Richard's curve), hvor produksjonen i et gitt år t etter et referanseår med $t = 0$ er gitt som

$$P(t) = A + \frac{K - A}{(C + Qe^{-Bt})^{1/\nu}},$$

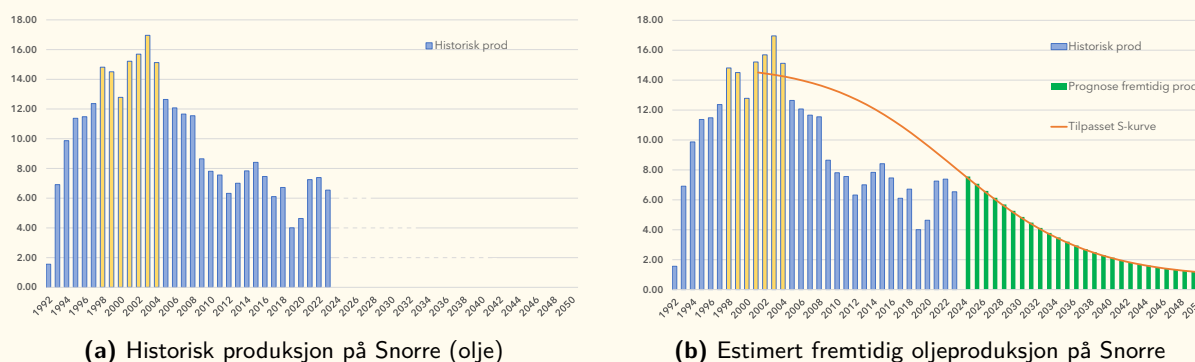
som er en generell formel for slike kurver hvor A, B, K, Q, C , og ν er konstanter. A og K definerer start- og sluttnivået (grenseverdier) for veldig lave og høye tidsverdier. Vi måler produksjonen relativt til platåproduksjonen, slik at $A = 1$ uttrykker maksimumsproduksjonen og $K = 0$ representerer slutten av produksjonsperioden.

Videre må det sikres at den samlede produksjonen (gitt som *integralet* under kurven) i resterende levetid for feltet, samsvarer med anslaget for gjenværende reserver gitt av Sokkeldirektoratet. For Snorre, er det oppgitt å være 84,1 millioner Sm^3 o.e. gjenværende reserver olje per 31.12.2023. Gjenværende levetid for slike felt kan være vanskelig å oppdrive informasjon om, så i tilfeller hvor slik informasjon mangler lager vi prognoser frem til 2050.

Dersom vi definerer referanseåret $t = 0$ for første år med platåproduksjon, altså i 1998, vil prognoseverdien for 2024 tilsvare verdien for P når $t = 26$, og for siste år med produksjon vil tidsverdien være $t = 45$. Vi må altså sikre at kurvetilpasningen gir integralet

$$\int_{26}^{45} P(t) = 84,1 \cdot 10^6 \text{Sm}^3 \text{ o.e.}$$

Kurven illustrert i [Figur 21b](#) oppfyller disse kravene, og produksjonsvolumene år for år blir som vist. Det er tydelig fra de historiske dataene at man ikke kan forvente en produksjon som følger en idealisert kurve, og variasjoner i produksjonen vil skje som et resultat av blant annet revisjonsstanser, tilknytning av nye satellittfelt, nye prosjekter og brønner. Når summen av gjenværende produksjon matcher Sokkeldirektoratet sine anslag for gjenværende reserver, mener vi likevel feilmarginen er akseptabel over tid, særlig siden hensikten med disse prognosene er å kunne diskutere effekter av utfasingsplanen på et aggregert nivå for sokkelen som helhet.



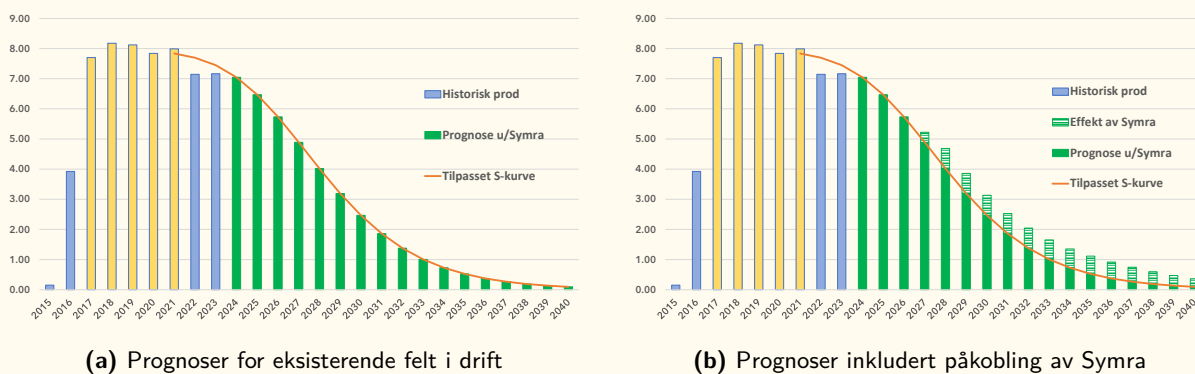
Figur 21: Historisk og antatt fremtidig produksjon (målt i mill. Sm³ o.e.) frem mot 2050 i scenariet uten leting og nye investeringer, basert på kurvetilpasning og opplysninger om levetid og gjenværende reserver. Platåproduksjonen er illustrert i gult, og vi antar at denne utgjør perioden 1998–2004 for Snorre-feltet.

Eksisterende, ungt felt med påkobling av nye funn: Edvard Grieg/Ivar Aasen

Tilsvarende fremgangsmåte er benyttet også på nyere felt som fortsatt befinner seg i perioden med platåproduksjon, her illustrert med feltet (med vår definisjon) bestående av Edvard Grieg, Ivar Aasen og andre satellittfelt som er tilknyttet disse plattformene. Her må det imidlertid gjøres noen tilleggsantagelser sammenlignet med eksempelet for Snorre - vi antar at produksjonen starter å avta idet halvparten av de totale reservene i feltet (feltene) er hentet opp. For Edvard Grieg/Ivar Aasen passerte man denne milepælen i 2023, som tilsier at feltet går av platå og reduksjonen i produksjon starter i 2024. Imidlertid vil det, i henhold til oversikten i [Tabell 4](#), tilføres ny produksjon gjennom påkoblingen av feltet Symra fra og med 2027. Dette tar vi høyde for gjennom følgende to steg:

1. Vi beregner en separat prognose for de gjenværende reservene i feltene Edvard Grieg og Ivar Aasen (uten effekten av Symra)
2. Vi antar at produksjonen på Symra følger samme utvikling som for de to overnevnte feltene, fra det åpner og frem til endt levetid for feltet rundt midten av 2040-tallet.

Kurvetilpasningen gjøres på samme måte som i eksempelet for Snorre, men parameterverdiene for B , Q og ν , som er formlerparametre for kurven, vil naturligvis endres. Vi ender da opp med en prognose for eksisterende reserver for Edvard Grieg/Ivar Aasen som vist i [Figur 22a](#), og for feltet som helhet inkludert Symra fra 2027, som vist i [Figur 22b](#).



Figur 22: Historisk og estimert fremtidig produksjon (målt i mill. Sm³ o.e.) for Edvard Grieg/Ivar Aasen-feltet i scenariet uten leting og nye investeringer, basert på kurvetilpasning og opplysninger om levetid og gjenværende reserver. Effekten av påkoblingen av et nytt felt (Symra) til eksisterende infrastruktur er vist, og estimert aggregert produksjon samsvarer på det totale reserveanslaget for alle feltene som inngår.