



**Rystad  
Energy**

## VERDIVURDERING AV STATENS DIREKTE ØKONOMISKE ENGASJEMENT (SDØE), 2024

---

Offentlig rapport, 14. juni 2024.



Nærings- og  
fiskeridepartementet

Denne rapporten er laget på oppdrag for Nærings- og fiskeridepartementet. Informasjonen og resultatene i dokumentet er basert på Rystad Energys egen uavhengige verdianalyse av SDØE-porteføljen. Til analysen er det benyttet data fra Peto i tillegg til Rystad Energys egen oppstrømsdatabase, UCube. Rystad Energy gir ingen garanti for at informasjon og synspunkter i rapporten er komplette eller korrekte. Synspunktene gjelder på utgivelsestidspunktet og vil være gjenstand for revisjon og forandring. Rystad Energy tar ikke noe ansvar for handlinger utført på basis av informasjonen i dette dokumentet.

## INNHold

<b>Innhold</b> .....	<b>2</b>
<b>Sammendrag</b> .....	<b>3</b>
<b>Summary</b> .....	<b>4</b>
<b>1 Innledning</b> .....	<b>5</b>
1.1 Om mandatet .....	5
1.2 SDØE og Petoro .....	5
1.3 Hvilke eiendeler som verdsettes .....	6
<b>2 Verdi av sdøe-porteføljen i 2024</b> .....	<b>7</b>
2.1 Verdi av SDØE-porteføljen .....	7
2.2 Oppstrømsporteføljen .....	8
2.3 Andre elementer .....	12
2.4 Sensitivitetsanalyse .....	13
<b>3 Utvikling fra 2022 til 2024</b> .....	<b>15</b>
3.1 Netto kontantstrøm fra SDØE-porteføljen i 2022 og 2023 .....	15
3.2 Endring i makroforutsetninger .....	16
3.3 Endring i forventet produksjon og forventede kostnader .....	17
3.4 Utvikling for de viktigste feltene .....	19
3.5 Oversikt verdiendring .....	20
<b>4 Industritrender</b> .....	<b>21</b>
4.1 Det globale oljemarkedet .....	21
4.2 Gassmarkedet i Europa .....	23
4.3 Norsk produksjon og ressurser .....	25
4.4 Transaksjonsmarkedet .....	26
4.5 Utsikter for leverandørindustrien .....	26
4.6 SDØE i forhold til industrien .....	27
<b>5 Petoros merverdibidrag</b> .....	<b>28</b>
<b>6 Metodikk og datakilder</b> .....	<b>29</b>
6.1 Forutsetninger på makronivå .....	29
6.2 Forutsetninger på feltnivå .....	30

## SAMMENDRAG

Staten ved Nærings- og fiskeridepartementet eier andeler direkte i olje- og gassvirksomheten på norsk sokkel. Dette kalles statens direkte økonomiske engasjement, forkortet SDØE. Rystad Energy har på oppdrag fra Nærings- og fiskeridepartementet verdsatt SDØE-porteføljen per 1.1.2024. Siden forrige verdivurdering i 2022 har olje og særlig gass-prisene svingt fra perioder med historisk høye nivå i 2022 til en gradvis stabilisering gjennom 2023. Dette har blant annet vært drevet av krigen i Ukraina, samt produksjonskutt fra OPEC+. Samtidig har den norske kronen svekket seg og har i nyere tid etablert et nytt historisk lavt normalnivå på rundt 10.5 NOK/USD. Netto kontantstrømmer fra SDØE har vært henholdsvis 528 og 277 milliarder kroner for 2022 og 2023.

Per 1.1.2024 er SDØE-porteføljen verdsatt til 1 486 milliarder norske kroner. 95% av denne verdien ligger i felt, hvor Troll, Johan Sverdrup, Oseberg, Heidrun og Ormen Lange er de mest verdifulle. 3% av verdien stammer fra funn, hvor oljefunnet Wisting og gassfunnet Linnorm er de mest verdifulle. Fremtidig leting utgjør kun 0,6% av totalverdien. Infrastruktureiendelene bidrar med 2% av porteføljens verdi og Gassled er den klart viktigste eiendelen. I porteføljen av felt, funn og leteareal ligger omtrent 75% av verdien i Nordsjøen. Troll-feltet er det klart største og utgjør 43% av verdien i oppstrømsporteføljen. Rundt 70% av verdien kommer fra kontantstrømmer frem til og med 2030.

Sammenlignet med andre eierinteresser på norsk sokkel er SDØE-porteføljen i en særstilling ved at den er unntatt fra beskatning. Det betyr også at verdien som fremkommer for SDØE-porteføljen ikke ville vært den samme hvis den var eid av et oljeselskap på norsk sokkel. Verdien av SDØE-porteføljen er redusert med 98 milliarder kroner i 2024 sammenlignet med 2022. Dette kommer i hovedsak av to nye år med tilbakelagt produksjon og at gassprisene er noe nedjustert på kort sikt. I

tillegg er investerings- og driftskostnader oppjustert sammenlignet med 2022 som bidrar til ytterligere reduksjon i verdien. Dette oppveies noe av ressurstilvekst og en svakere valutakurs målt i norske kroner, i tillegg til økte langsiktige olje- og gasspriser.

Etter en periode med høy usikkerhet som følger av krigen i Ukraina har både olje og gassprisene gradvis stabilisert seg, dog på et høyere nivå enn hva som har vært tilfellet tidligere år. Høyere etterspørsel enn ventet, produksjonsbegrensninger fra OPEC samt geopolitisk usikkerhet bidrar til høyere forventede priser. SDØE-porteføljen består for det meste av felter i produksjon og den kortsiktige prisøkningen bidrar ekstra på de betydelige volumene som er ventet å produseres over de nærmeste årene. Rystad Energys syn er at det kreves en oljepris rundt 70 USD/fat (reelt 2024) for å opprettholde markedsbalansen på lengre sikt. For gassmarkedet i Europa er det ventet at en gasspris på rundt 9 USD/MMBtu (reelt 2024) på lengre sikt vil balansere markedet.

SDØE-porteføljens andel av norsk produksjon var 25% i 2023. Porteføljen er i stor grad representativ for norsk sokkel, men den er vektet noe mer mot gass sammenlignet med de fleste selskapene på sokkelen. SDØE-produksjonen av olje og gass er forventet å øke fra dagens nivåer til omtrent 1 millioner fat oljeekvivalenter i 2024-2025. Kombinasjonen av høy eksponering mot modne felt og relativt få nye utbygginger fører til at produksjonen fra SDØE-porteføljen er forventet å falle etter 2025. Dette vil også føre til vesentlig reduksjon i kontantstrøm til staten på lengre sikt. Det eneste som kan endre dette bildet er høyere olje- og gasspriser enn forventet eller nye store funn og utbygging av disse utover det vi forventer i dag.

## SUMMARY

The Norwegian state, represented by the Ministry of Trade, Industry and Fisheries, carries direct ownership in oil and gas-related assets on the Norwegian Continental Shelf (NCS). The scheme is referred to as the State's Direct Financial Interest (SDFI). Rystad Energy has on behalf of the Ministry of Trade, Industry and Fisheries, completed a valuation of the SDFI portfolio as of Jan 1<sup>st</sup>, 2024. Since the last valuation in 2022, oil and particularly gas prices have fluctuated from periods of historically high volatility and peaks in 2022 to gradually stabilizing prices throughout 2023. This has been driven, among other factors, by the war in Ukraine in 2022, as well as OPEC+ cuts in recent years. At the same time, the Norwegian krone has further weakened since 2022 and has recently established a new historically low normal level at around 10.5 NOK/USD. Net cash flow from the SDFI portfolio to the State was NOK 528 and 277 billion in 2022 and 2023, respectively.

The value of the SDFI-portfolio is estimated to NOK 1 486 billion as of 1.1.2024. Out of the total value, 95% comes from fields, where Troll, Johan Sverdrup, Oseberg and Ormen Lange are the most valuable. Discoveries make up 3% of the value, with Wisting and Linnorm considered the most valuable. Future exploration makes up only 0.6% of the total value. Infrastructure assets contribute 2% of the total value, with the stake in the Gassled pipeline network as the primary asset. Of the total value of the portfolio of fields, discoveries, and exploration acreage, 75% comes from assets in the North Sea. The Troll field is the prime asset in the portfolio, contributing 43% of the value of the upstream portfolio. Cash flows up to and including 2030 make up almost 70% of the total value of the portfolio.

Compared to other ownership interests on the Norwegian continental shelf, the SDØE portfolio is unique in that it is exempt from taxation. This also means that the value presented for the SDØE portfolio would not be the same if it was owned by an oil company on the Norwegian continental shelf.

The value of the SDFI portfolio has been adjusted downwards by NOK 98 billion from 2022 to 2024. The downward adjustment is primarily due to two additional years of completed production and a slight downward adjustment in short-term gas prices. Additionally, investment and operating costs have been revised upwards compared to 2022, contributing to a further reduction in the value. This is somewhat offset by resource growth and a weaker exchange rate measured in Norwegian kroner, as well as increased long-term oil and gas prices.

After a period of high uncertainty following the war in Ukraine, both oil and gas prices have gradually stabilized, albeit at a higher level than seen in recent years. Increased demand outlooks, production cuts from OPEC+, and geopolitical uncertainty contribute to higher expected prices. The SDFI portfolio mainly consists of producing fields. Hence, the short-term price spikes are especially impactful on the large volumes expected from the portfolio over the next few years. Rystad Energy's view is that an oil price of around 70 USD/bbl (real 2024) is required to maintain global oil market balances long term. In the European gas market, a long-term price of 9 USD/MMBtu (real 2024) is expected to balance the market.

The SDFI portfolio made up 25% of total NCS production in 2023. The portfolio is to a large extent representative of the NCS in general, although slightly more weighted towards gas compared with other companies on the NCS. The production of oil and gas from the SDFI portfolio is expected to grow and reach about 1 million barrels of oil equivalent in 2024-2025. The high exposure towards older fields combined with relatively few new developments in the portfolio leads to falling production expectations after 2025. This will lead to a significant reduction in cash flows to the State long term. The only thing that can alter this trend is either higher oil- and gas prices than expected or new big discoveries and development of these beyond what is expected now.

This report has been prepared for the Ministry of Trade, Industry and Fisheries by Rystad Energy. The information and results contained in this document is based on Rystad Energy's own independent valuation analysis of the SDFI portfolio. Sources of data include data supplied to us by Petoro or come from Rystad Energy's own global oil & gas database, UCube. Rystad Energy does not guarantee that the information or opinions expressed in the document is fair, complete, or accurate. The views are as of this date and are subject to revisions and change. Rystad Energy is not responsible for actions taken based on the information in this document.

## 1 INNLEDNING

### 1.1 Om mandatet

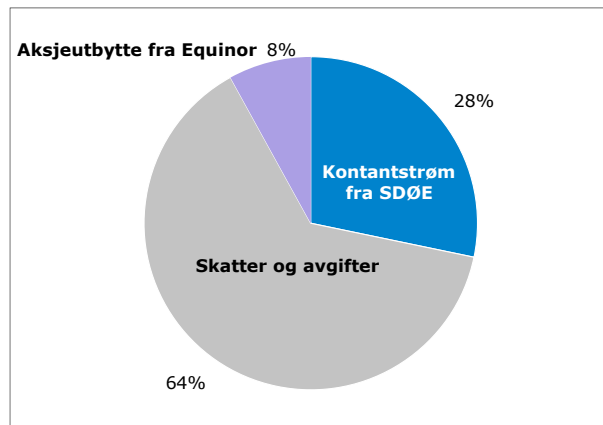
SDØE-porteføljen har blitt verdsatt jevnlig siden 2003. Forrige rapport kom i 2022. Staten, ved Nærings- og fiskeridepartementet, har engasjert Rystad Energy for å gjøre en ny verdsetting. Mandatet inkluderer analyse og valg av input-data, valg av prisforutsetninger, verdsetting, utvikling i verdi fra 2022 til 2024, og beskrivelser av endringer i porteføljen. I tillegg skal det gjøres en vurdering av Petoros merverdibidrag til verdiskaping i SDØE-porteføljen samt en kort beskrivelse av industritrender i Norge og globalt. Analysene og resultatene i denne rapporten er Rystad Energy sin beste vurdering og er basert på data fra Revidert nasjonalbudsjett (RNB).

### 1.2 SDØE og Petoro

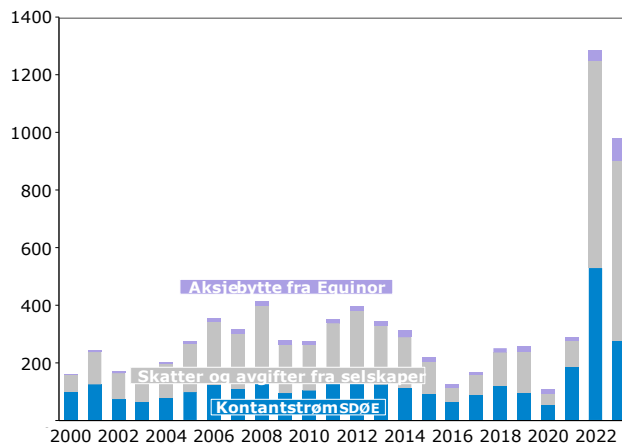
Staten sikrer inntekter fra petroleumsvirksomheten gjennom skatter og avgifter betalt av olje- og gasselskapene samt utbytte fra Equinor. I tillegg eier staten andeler i utvinningstillatelser og interessentskap direkte. Eierskapet bidrar med inntekter til staten, samtidig som staten dekker sin andel av kostnadene. Dette kalles statens direkte økonomiske engasjement, forkortet SDØE. Eierandelene består av felt og funn (omtrent en tredjedel av Norges olje- og gassreserver), leteareal og infrastruktur. SDØE forvaltes av Petoro AS, et aksjeselskap som er heleid av staten. Petoro er rettighetshaver for SDØE-porteføljen og har samme rettigheter og plikter som øvrige rettighetshavere.

Ved å verdsette SDØE-porteføljen synliggjøres verdiene staten eier og hvordan disse forvaltes. De to siste årene har netto kontantstrøm fra SDØE vært rekordhøy grunnet historisk høye gasspriser, og høy oljepris. I 2022 nådde statens petroleumsinntekter et rekordhøyt nivå på 1 285 milliarder kroner og i 2023 lå de på 978 milliarder kroner, hvor netto kontantstrøm fra SDØE utgjorde 28%, skatter og avgifter 64% og aksjeutbytte fra Equinor 8% (Figur 1-1). I tillegg til petroleumsinntekter får staten også inntekter fra Equinors tilbakekjøp av aksjer. I 2022 og 2023 utgjorde dette betydelig verdier på henholdsvis 13 og 39 mrd. kroner.

Figur 1-1: Statens netto inntekter fra petroleumsvirksomheten i 2023 (978 mrd. kroner nominelle verdier) etter type inntekt. Kilde: Statsregnskapet 2023



Figur 1-2: Statens netto inntekter fra petroleumsvirksomheten i 2000-2023 etter type inntekt (nominelle verdier). Kilde: Statistisk sentralbyrå



### 1.3 Hvilke eiendeler som verdsettes

SDØE-porteføljen består av eierandeler i oppstrøms olje- og gassvirksomhet (oppstrømsporteføljen) samt eierskap i infrastruktur. Verdsettingen skal i tillegg inkludere elementer på selskapsnivå. Figur 1-3 viser en mer detaljert oversikt over hva som verdsettes.

Oppstrømsporteføljen består av felt, funn og leting. Disse er verdsatt hver for seg med tilhørende produksjonsprofiler og kostnadsprofiler. *Felt* består av produserende felt og felt under utbygging. *Funn* er påviste ressurser der det ikke er tatt endelig investeringsbeslutning. *Leting* representerer risket volum og verdi fra fremtidige mulige letebrønner i tildelt leteareal. I tillegg til denne inndelingen av oppstrømsporteføljen vil hver enkelt av disse eiendelene ha ressursene klassifisert i ulike ressursklasser etter modenheten av ressursene, se Figur 1-4. Ressursklasse (RK) 1-3 er reserver i felt (besluttet), RK 4-7 er betingende ressurser (ikke besluttet) og RK 8-9 er ressurser fra leting. RK 0 er allerede produserte ressurser. Felt kan ha hele spekteret av ressursklasser i sin ressursbase, mens funn befinner seg i RK 4-7. Begrepet *reserver* brukes om RK 1-3, mens begrepet *ressurser* brukes når en omtaler alle ressursklassene. I verdsettingen er det tatt hensyn til ressurser i alle ressursklasser. Verdsettingen er gjort med utgangspunkt i lisensandelene til SDØE per 1.1.2024. Det vil si at nye eller fremtidige SDØE-andeler etter dette ikke er inkludert ved denne verddivurderingen (f.eks. TFO 2023).

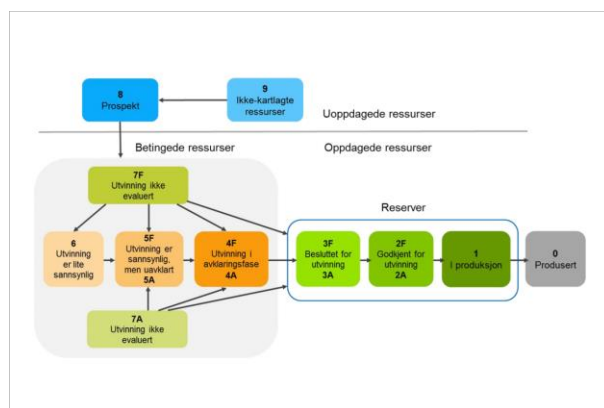
Infrastrukturdelen som verdsettes består av 15 eiendeler. Den viktigste eiendelen er Gassled, et system for transport og prosessering av gass, hvor SDØE eier 46,7%. Andre eksempler på infrastruktureiendeler er oljerør fra Troll til Mongstad, Haltenpipe som transporterer gass fra Heidrun til Tjeldbergodden, og Polarled som transporterer gass fra Norskehavet til Nyhamna. I tillegg inneholder SDØE-porteføljen eierandeler i gassprosesseringsanlegget på Nyhamna og prosesseringsanlegget for våtgass, Vestprosess DA, på Mongstad. Petoros bevilgede budsjett er inkludert i verddivurderingen av SDØE som en operasjonell kostnad og ligger på omlag 400 millioner kroner i året. Denne verdien er antatt konstant i reelle termer frem til midten av 2040 tallet og avtar etter dette i tråd med avtakende produksjon fra olje- og gassporteføljen.

Figur 1-3: Oversikt over eiendeler som verdsettes

	Antall eiendeler	Ressursklasser	Eksempler
Felt	40 Produserende 5 under utbygging	RK 1-7	Troll, Johan Sverdrup, Johan Castberg
Funn	50	RK 4-7	Wisting, Linnorm, Grosbeak
Leting	192	RK 8-9	PL1083 og PL858 i Barentshavet
Andre elementer	15 infrastruktureiendeler (Gassled, Nyhamna, Vestprosess, Polarled) 2 selskapselementer (Petoros bevilgede budsjett samt kostnader til markedsføring og salg av gass)		

Figur 1-4: Ressursklassifisering

Kilde: Sokkeldirektoratet



## 2 VERDI AV SDØE-PORTEFØLJEN I 2024

I dette kapittelet presenteres verdien av SDØE-porteføljen slik den er beregnet per 1.1.2024. I siste avsnitt presenteres en sensitivitetsanalyse av verdien.

### 2.1 Verdi av SDØE-porteføljen

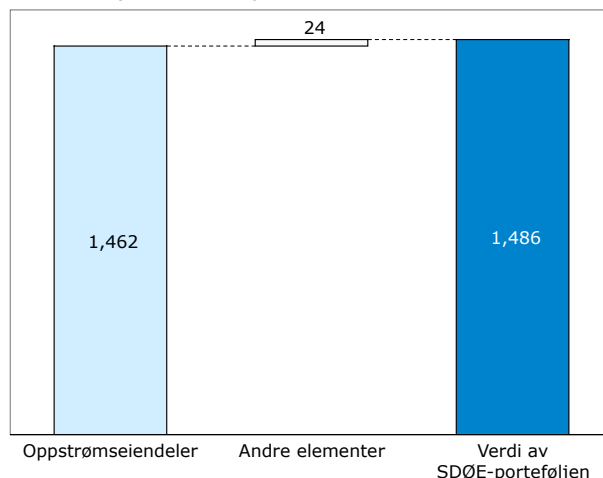
Verdien av porteføljen kan deles i to: Oppstrømseiendelene og andre elementer (infrastruktureiendeler og selskapselementer). Totalt er statens SDØE-andeler verdsatt til 1 486 milliarder norske kroner per 1.1.2024. I Figur 2-1 er de to hoveddelene av porteføljeværdien synliggjort. Verdsettingen er basert på en reell diskonteringsrente på 7%.

Sammenlignet med andre eierinteresser på norsk sokkel er SDØE-porteføljen i en særstilling ved at den er unntatt fra beskatning. Det betyr også at verdien som fremkommer for SDØE-porteføljen ikke ville vært den samme hvis den var eid av et oljeselskap på norsk sokkel. Det er altså ikke omsetningsverdien til porteføljen som verdsettes, men verdien av fremtidige netto kontantstrømmer til staten.

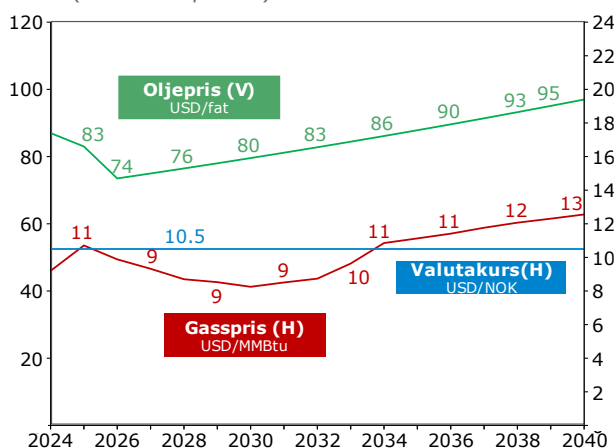
Av den totale porteføljeværdien utgjør oppstrøms-eiendeler (*felt, funn og leting*) 1 462 milliarder kroner. Andre elementer er verdsatt til 24 milliarder kroner. I de neste delkapitlene vil SDØE-porteføljen bli ytterligere beskrevet.

Figur 2-2 viser hvilken oljepris, valutakurs og gasspris som er lagt til grunn for verdivurderingen i nominelle termer. I reelle termer tilsvarer dette en langsiktig oljepris på 70 USD/fat og en gasspris på ~9 USD/fat. Se kapittel 4 og kapittel 6 for ytterligere informasjon knyttet til makroforutsetningene.

Figur 2-1: Oppbygging av SDØE-porteføljens verdi per 1.1.2024 (mrd. kroner)



Figur 2-2: Olje- og gassprisforutsetninger for verdsetting 2024 (nominelle priser<sup>1</sup>)



<sup>1</sup>Forutsetter årlig inflasjon på 4% i 2024, 3% i 2025 og 2% alle år etter 2025.

## 2.2 Oppstrømsporteføljen

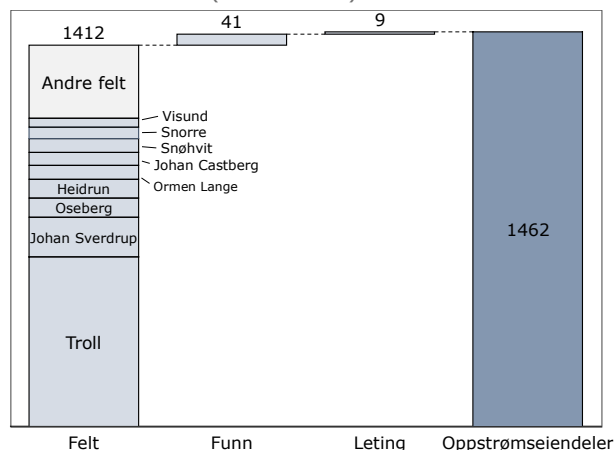
Av oppstrømsseidene bidrar felt med den klart største verdien på 1 462 milliarder kroner. De åtte største feltområdene – Troll, Johan Sverdrup, Oseberg, Heidrun, Ormen Lange, Johan Castberg, Snøhvit, Snorre, Visund og Åsgård bidrar med 83% av verdien fra felt (Figur 2-3).

Troll er SDØE-porteføljens mest verdifulle eierandel og utgjør drøye 43% av den totale verdien av oppstrømsporteføljen. SDØE har en eierandel på 56% i Troll. Johan Sverdrup er porteføljens nest mest verdifulle felt. Av andre større felt i porteføljen finnes Oseberg, Heidrun og Ormen Lange. Breidablikk var ved forrige verdsettelse under utbygging og startet produksjon i 2023.

Som følge av endringer i oljeskatten med formål om å stimulere økonomien under Covid-19, har mange felt blitt godkjent for utbygging og drift i 2022 og 2023. SDØE-porteføljen består nå av 5 nye felt under utbygging, Tyrving, Johan Castberg, Halten Øst, Irpa og Verdande. Oljefeltet Tyrving har forventet oppstart i løpet av 2024 og skal tilknyttes Alvheim produksjonsskip. Johan Castberg ligger i Barentshavet og var også under utbygging ved verdsettelsene i 2020 og 2022. Store forsinkelser grunnet bl.a. Covid-19 har ført til utsatt produksjonsstart som nå er estimert til 2025. Halten Øst vil bygges ut i to faser der produksjon fra første fase ventes i 2025. Utbyggingen inkluderer fem havbunnsrammer tilknyttet eksisterende infrastruktur på Åsgardfeltet. Oljefeltet Verdande har forventet oppstart i slutten av 2025. Utbyggingskonseptet inkluderer en havbunnsramme tilknyttet produksjons- og lagringsskipet Norne. Gassfeltet Irpa har forventet oppstart i 2026 og inkluderer en havbunnsramme tilknyttet Aasta Hansteen-innretningen. Felt under utbygging i SDØE-porteføljen er verdsatt til 61 milliarder kroner hvor Johan Castberg står for 48 milliarder kroner. I tillegg har Kristin Sør og Maria Fase 2 blitt besluttet utbygget siden 2022. Disse inngår begge i eksisterende felt.

Funn er verdsatt til 41 milliarder kroner totalt. Wisting, Linnorm, Peon og Grosbeak og er blant de største funnene og utgjør 60% av funnporteføljens verdi. Leteaktivitet i 2022 og 2023 har resultert i nye funn som blant annet Røver sør.

Figur 2-3: Oppbygging av oppstrømsporteføljen som verdsatt 1.1.2024 (mrd. kroner)





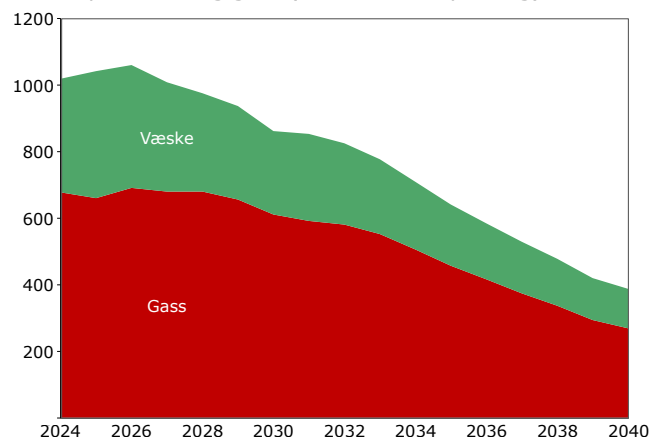
Risket bidrag fra SDØEs nåværende leteareal er verdsatt til 9 milliarder kroner. Verdien er drevet av planlagt og forventet leteaktivitet de nærmeste årene. Ettersom verdsettelsen kun hensyntar nåværende leteareal, vil det være en mulig oppside relatert til verdien fra leting i fremtiden.

Figur 2-4 viser den fremtidige produksjonsprofilen fordelt på væske og gass. Væske er her olje, kondensat og NGL (Natural Gas Liquids - væskeproduktene fra rikgass). Fordelingen av væske og gass viser at SDØEs portefølje er gasstung. Over 68% av totalt produksjonsvolum er gass. Gassproduksjonen er forventet å holde seg relativt stabil i årene fremover, mens væskeproduksjonen vil variere noe mer som følge av oppstart av nye felt. Over halvparten av gassproduksjonen frem mot 2040 kommer fra Troll (58%), men også Oseberg (6%), Snøhvit (6%) og Ormen Lange (5%) bidrar med betydelig gassproduksjon. De viktigste bidragene til væskeproduksjonen kommer fra Johan Sverdrup (18%), Heidrun (11%) og Snorre (9%). Johan Castberg vil bidra med 8% av total fremtidig væskeproduksjon.

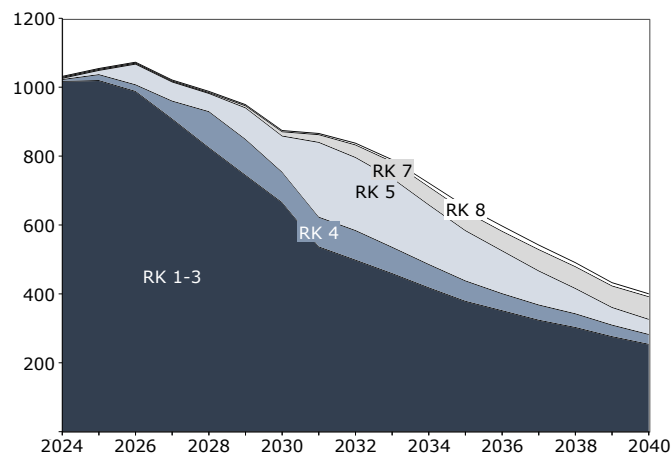
I Figur 2-5 er produksjonen vist per nåværende ressursklasse (RK). Felt som er i produksjon i dag har ressurser i RK 1-7, funn i RK 4-7 og leting i RK 8 og 9. RK 1-3 (vedtatte prosjekter) inneholder størsteparten av volumene, men er naturlig fallende over perioden. For å holde produksjonsnivået frem mot 2026 er man avhengig også av produksjon fra ressurser i RK 4-5. Disse ressursene er knyttet til prosjekter og investeringer som er sannsynlige, men som enda ikke er besluttet av rettighetshaverne. Bidraget fra leting er antatt å være lite.

Figur 2-6 viser fremtidig produksjon fordelt mellom de tre provinsene på norsk sokkel. Produksjon fra Nordsjøen er ventet å utgjøre 68% av total fremtidig produksjon. Produksjonen i Nordsjøen er ventet å falle i snitt 7% per år, og Norskehavet 8% frem mot 2040. I Barentshavet er det kun Snøhvit som bidrar med produksjon til porteføljen i 2024. Produksjonen i Barentshavet er imidlertid forventet å øke når Johan Castberg starter fra 2025 og Wisting fra og med 2031. I Barentshavet er prosjektet Snøhvit Future igangsatt for å forlenge levetiden og elektrifisere LNG-fasilitetene på Melkøya.

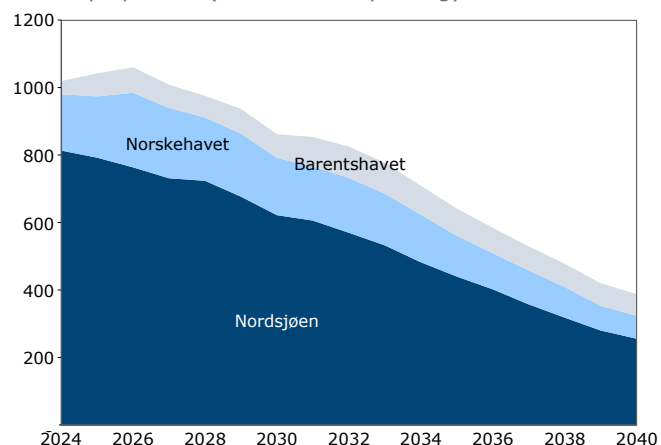
Figur 2-4: Fremtidig produksjon fra SDØE-porteføljen, fordelt på væske og gass (tusen fat o.e. per dag)



Figur 2-5: Fremtidig produksjon fra SDØE-porteføljen, fordelt på ressursklassifisering (tusen fat o.e. per dag)



Figur 2-6: Fremtidig produksjon fra SDØE-porteføljen, fordelt på provins (tusen fat o.e. per dag)



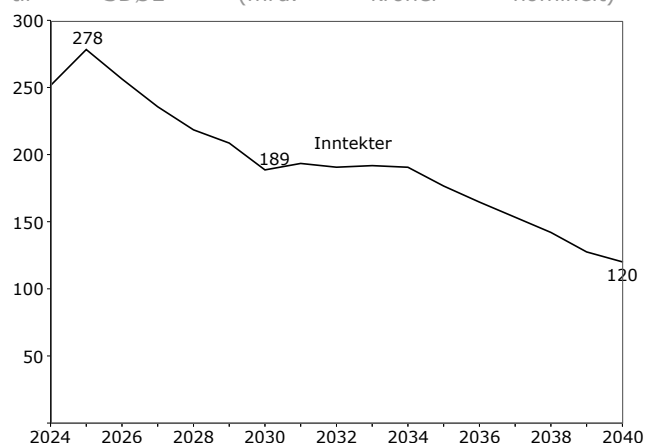
I tillegg planlegger Equinor, Aker BP og Vår Energi en letekampanje etter gass i Barentshavet i 2024. Dersom større funn blir materialisert, vil det bli nødvendig med infrastrukturbygging enten gjennom utvidelse av dagens LNG-fasiliteter eller ved etablering av en ny gassrørledning sørover.

Forventet produksjon, kombinert med olje- og gassprisforutsetningene (se kapittel 4 og 6), gir forventet inntektsprofil for oppstrømseiendelene, vist i Figur 2-7. Inntektene fra SDØE porteføljen er forventet å nå en topp på nesten 280 mrd. kroner i 2025, drevet av høye gasspriser i 2025 ettersom produksjonen fra SDØE-porteføljen er ventet å nå toppen i 2026. Olje- og gassprisene er da ventet å være noe lavere enn dagens nivå og man vil derfor se en nedgang i inntektene etter 2025. På lang sikt er de reelle olje- og gassprisene flate og nedgang i inntekter er dermed drevet av fall i produksjonen.

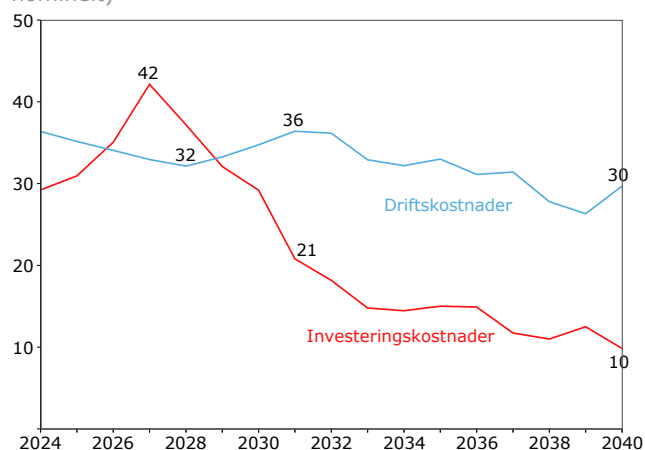
Forventede investeringer og driftskostnader (inkl. nedstengningskostnader) for oppstrøms-eiendelene i SDØE-porteføljen er vist i Figur 2-8. Det forventes et investeringsnivå på mellom 29 og 42 milliarder kroner årlig fram til 2027. Dette er knyttet til investeringer i produserende felt og utbygginger av nye felt. Investeringer forventes å falle som følge av færre nye prosjekter i porteføljen frem mot 2040. Driftskostnadene er forventet å ligge mellom 32-36 milliarder kroner frem til 2031. Deretter er driftskostnadene avtagende ettersom flere felt avslutter produksjon, før de igjen er forventet å øke mot 2040 på grunn av økte nedstengningskostnader.

De tre ovennevnte kontantstrømmene gir grunnlaget for utregning av netto kontantstrøm fra oppstrømsporteføljen (inntekter minus investeringer og driftskostnader). Netto kontantstrøm fra oppstrømseiendelene i perioden 2024-2040 kan sees i Figur 2-9. Høye olje- og gasspriser de nærmeste årene kombinert med høye produksjonsnivåer holder kontantstrømmen høy på kort sikt. På lang sikt ventes det at energiprisene stabiliserer seg på et noe lavere nivå. Etter 2033 ser vi at netto kontantstrøm, og dermed Statens inntekter fra SDØE, er forventet å gå inn i en langvarig nedadgående trend mot 2040. Hovedgrunnen er at produksjon fra eksisterende portefølje vil falle, og bidrag fra nye prosjekter vil ikke være nok til å kompensere for dette.

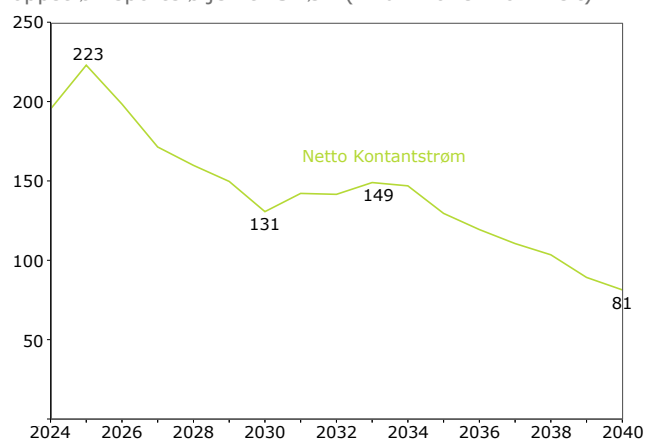
Figur 2-7: Forventede inntekter fra oppstrømsporteføljen til SDØE (mrd. kroner nominelt)



Figur 2-8: Forventede investeringer og driftskostnader fra oppstrømsporteføljen til SDØE (mrd. Kroner nominelt)



Figur 2-9: Forventet netto kontantstrøm fra oppstrømsporteføljen til SDØE (mrd. kroner nominelt)



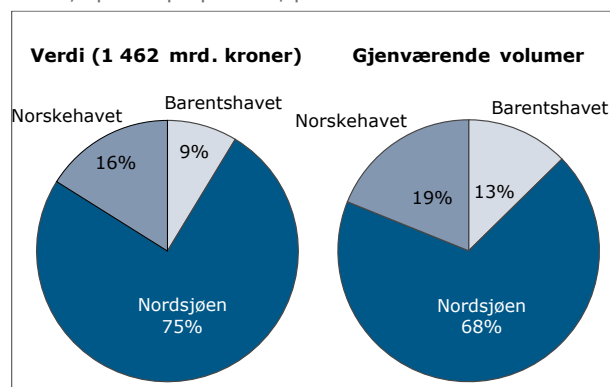
Ved å diskontere fremtidig netto kontantstrøm til 1.1.2024 beregnes verdien for oppstrøms-eiendelene i SDØE-porteføljen til 1 462 milliarder kroner.

I Figur 2-12 er verdien og gjenværende produksjonsvolumer i oppstrøms-eiendelene fordelt på provins. Nordsjøen utgjør 75% av verdien, Norskehavet 16%, mens 9% av verdien er knyttet til Barentshavet. Hvis vi ser på gjenværende produksjonsvolumer, og ikke verdi, utgjør Barentshavet 13% av oppstrøms-porteføljen. Dette kommer av at Barentshavet er en mindre moden provins som står foran investeringer i nye utbygginger for å få produksjon, og at denne produksjonen kommer lengre ut i tid. I Nordsjøen er en større andel av porteføljen felt som har lagt det meste av investeringer bak seg.

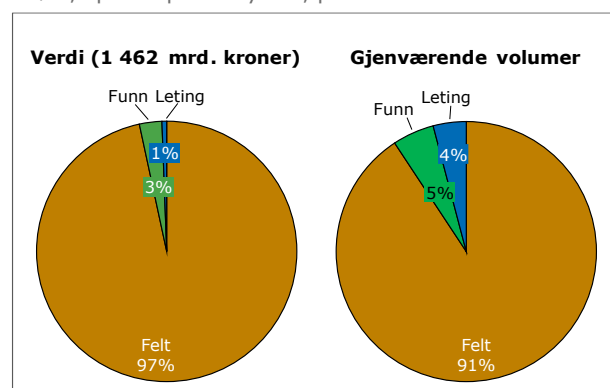
I Figur 2-11 er verdien og gjenværende produksjonsvolumer i oppstrømsporteføljen inndelt i nåværende status på ressursene. Hele 97% av verdien i oppstrøms-eiendelene kommer fra felt, og da både fra produserende felt (for eksempel Troll og Johan Sverdrup) og felt under utbygging (for eksempel Johan Castberg). 3% av verdien i oppstrøms-eiendelene kommer fra funn (for eksempel Wisting og Linnorm). Verdibidraget fra leting er antatt å være svært lite. Til tross for at fremtidige volumer fra leting utgjør 4% av totalvolumene, er leting kun verdsatt til 1% av porteføljens totalverdi. Disse volumene er enda ikke funnet, og ledetiden fra funn til utbygging, kombinert med kostnadene knyttet til utvikling, reduserer verdibidraget per fat betraktelig sammenlignet med ressurser som allerede er i produksjon. Det kan være verd å nevne at verdien av leting kan utgjøre en større verdi av SDØE-porteføljen i fremtiden enn det nåværende verdsettning viser. Dette som følge av at verdien vil øke når produksjonen fra letingen kommer nærmere i tid og også fordi større funn enn forventet og tildeling av nye lisenser ytterligere kan øke verdien.

Som følge av at det er diskonterte kontantstrømmer som benyttes i verdsettningen (nåverdimetoden), vil tidspunktet for når volumer produseres, og inntekter og kostnader inntreffer, ha stor betydning for verdiberegningen. Figur 2-12 viser denne sammenhengen. 45% av verdien til oppstrøms-eiendelene kommer fra kontantstrømmer fra de neste fire årene, 2024-2027. De

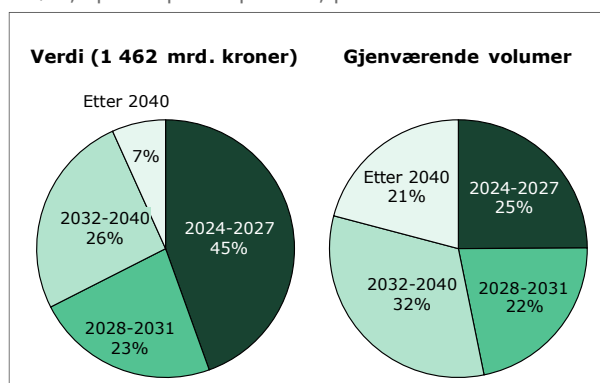
Figur 2-10: Verdi og volumer i oppstrømsporteføljen til SDØE, splittet på provins, per 01.01.2024



Figur 2-11: Verdi og volumer i oppstrømsporteføljen til SDØE, splittet på livssyklus, per 01.01.2024



Figur 2-12: Verdi og volumer i oppstrømsporteføljen til SDØE, splittet på tidsperiode, per 01.01.2024



påfølgende fire årene, 2028-2031, står for 23% av verdien. Det vil si at nesten 70% av verdien kommer fra volumer som produseres til og med 2031. Verdien av produksjon som inntreffer senere enn 2040 er 7%, til tross for at volumbidraget fra den samme tidsperioden er 21%.

### 2.3 Andre elementer

---

Andre elementer består av infrastruktureiendeler og selskapselementer. Førstnevnte er til sammen verdsatt til 35 mrd. kroner, mens utgiftene knyttet til selskapselementene representerer en negativ nåverdi på 11 mrd. kroner. Til sammen utgjør virksomheten som ikke direkte er knyttet til oppstrøms olje- og gassvirksomhet dermed 24 mrd. kroner.

Statens infrastruktureiendeler er relatert til transport og prosessering av olje og gass. Porteføljens klart mest verdifulle infrastruktur-eiendel er andelen i gassrørledningsnett Gassled. Av oljerørledninger er det andelene i Haltenpipe og Troll Oljerør I og II som bidrar med mest verdi. Eierandelene i Nyhamna og Vestprosess DA (begge gassprosesseringsanlegg) er de største verdibidragene fra eierandeler i prosesseringsanlegg.

I selskapselementer inngår bevilget budsjett til Petoro og kostnader til markedsføring og salg av gass.

## 2.4 Sensitivitetsanalyse

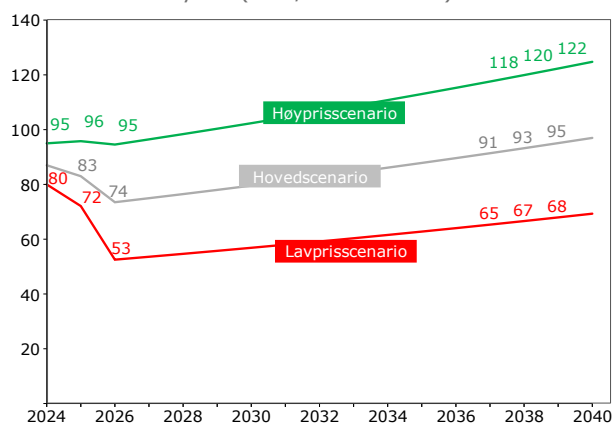
1 486 milliarder kroner representerer Rystad Energys beste estimat på verdien av SDØE-porteføljen per 1.1.2024. Den faktiske verdien av porteføljen avhenger av en rekke faktorer knyttet til utviklingen av fremtidens energimarkeder, og kan være både høyere og lavere enn estimatet på 1 486 milliarder kroner.

Ettersom SDØE-porteføljen i hovedsak består av allerede produserende felter offshore, hvor størsteparten av investeringskostnaden ligger bak oss, representerer fremtidige råvarepriser en viktig verdidriver og usikkerhet. I tillegg til hovedscenariot, har porteføljens verdi derfor blitt estimert for et lavpris- og et høyprisscenario. Hensikten med dette er å forstå hvor stor påvirkning endringer i hydrokarbonpriser har på porteføljeverdien. Se Figur 2-13 og Figur 2-14 for illustrasjon av oljepris og gasspris i sensitivitetsanalysen.

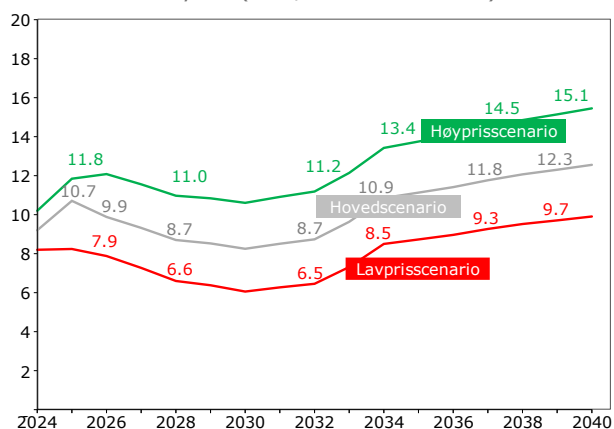
Lavprisscenarioet kan representere en fremtid med raskere energitransisjon hvor olje- og gassetterspørselen er lavere på sikt enn hovedscenariot tilsier. For oljemarkedet kan dette representere en verden hvor dagens geopolitiske konflikter stabiliseres, og hvor OPEC+ begynner å forsvare markedsandeler som resulterer i mer tilbud på markedet. For gassmarkedet kan dette representere en verden hvor forholdet mellom Europa og Russland gjenoppbygges og rørledningsimport fra Russland til Europa økes. I dette scenariot faller oljeprisen til 80 USD/fat i 2024 og holder seg rundt 50 USD/fat reelt på lang sikt. Gassprisen vil synke til 8,2 USD/MMBtu i 2024 og på lang sikt ligge på 7 USD/MMBtu reelt.

Høyprisscenarioet kan representere en fremtid hvor energitransisjonen ikke går like raskt som forventet og olje- og gassetterspørselen opprettholdes på et høyere nivå enn i hovedscenariot. Her kan energisikkerhet spille en viktigere rolle og det kan representere en verden med økte karbonskatter og økt kapitalkostnad til finansiering av nye prosjekter.

Figur 2-13: Oljeprisbaner lagt til grunn i sensitivitetsanalysen (USD/fat nominelt<sup>2</sup>)



Figur 2-14: Gassprisbaner lagt til grunn i sensitivitetsanalysen (USD/MMBtu nominelt<sup>2</sup>)



<sup>2</sup>Forutsetter årlig inflasjon på 4% i 2024, 3% i 2025 og 2% alle år etter 2025.

For oljemarkedet kan dette representere en verden hvor OPEC+ fortsetter å kontrollere tilbudet i markedet og verdsetter høy oljepris over markedsandeler. For gassmarkedet kan dette representere økt konkurranse fra Asia om tilgang på LNG, i tillegg til økt proteksjonisme i land som USA. I dette scenarioet ligger oljeprisen på 95 USD/fat i 2024 og synker til 90 USD/fat reelt på lang sikt. Gassprisen er på 10,5 USD/MMBtu i 2024 og øker til 11 USD/MMBtu reelt på lang sikt.

Verdien av porteføljen i lav- og høyprisscenarioet er vist i Figur 2-15. Legges lave råvarepriser til grunn reduseres verdien av SDØE-porteføljen fra 1 486 mrd. kroner til 1 032 mrd. kroner (31% reduksjon), mens verdien øker til 1 946 mrd. kroner med høye råvarepriser (31% økning).

Det er også gjort sensitivitetsanalyser for diskonteringsfaktor og valutakurs. Figur 2-16 viser hvor sensitiv porteføljeverdien er til en endring i diskonteringsrente. Dersom en diskonteringsrente på 9% benyttes, vil verdien reduseres til 1 322 mrd. kroner, mens med 5% diskonteringsrente vil verdien øke til 1 698 mrd. kroner. Sensitivitetsanalysen for valutakurs er illustrert i Figur 2-17. En svekkelse av kronekursen til 12,5 NOK/USD vil føre til en økning i SDØEs porteføljeverdi til 1 826 mrd. kroner mens en styrking av kronekursen til 8,5 NOK/USD vil medføre en reduksjon til 1 147 mrd. Kroner.

I sensitivitetsanalysen varieres olje- og gassprisen sammen og i samme retning. Scenarier hvor oljeprisen og gassprisen beveger seg i motsatte retninger kan forekomme. I slike scenarier vil porteføljens totalverdi ligge mellom ytterpunktene i sensitivitetsanalysen.

Infrastruktureiendelene utgjør 35 mrd. kroner i hovedscenarioet, og verdien er mindre sensitiv til endringer i råvarepriser. Slike eiendeler blir ofte verdsatt med en lavere diskonteringsrente enn oppstrømseiendeler. Med 5% diskontering utgjør verdien 37 mrd. kroner.

Figur 2-15: Estimert verdi av SDØE-porteføljen ved ulike scenarier for råvarepriser med 7% diskonteringsrente (mrd. kroner)

Lave råvarepriser	Hovedscenario	Høye råvarepriser
1032	1486	1946

Figur 2-16: Estimert verdi av SDØE-porteføljen ved hovedscenario for ulike diskonteringsrenter (mrd. kroner)

9% diskontering	7% diskontering	5% diskontering
1322	1486	1698

Figur 2-17: Estimert verdi av SDØE-porteføljen ved hovedscenario for ulike kronekurs (mrd. kroner)

8,5 NOK/USD	10,5 NOK/USD	12,5 NOK/USD
1147	1486	1826

### 3 UTVIKLING FRA 2022 TIL 2024

I dette kapittelet analyserer vi utviklingen fra 2022 til 2024. Vi tar først for oss kontantstrømmene for årene 2022 og 2023. Deretter ser vi på hvordan endrede makroforutsetninger påvirker verdien av SDØE. Videre ser vi på hvordan endrede forutsetninger for produksjon og kostnader påvirker verdien. Vi tar deretter for oss utviklingen til de viktigste feltene i SDØE-porteføljen, og avslutter med en oversikt over verdiendringer.

Det er flere elementer som må hensyntas for å sammenligne SDØE-porteføljens verdi i 2022 med SDØE-porteføljens verdi i 2024. I Figur 3-1 er de ulike elementene sortert, og hvert enkelt elements bidrag til verdiendring er kvantifisert.

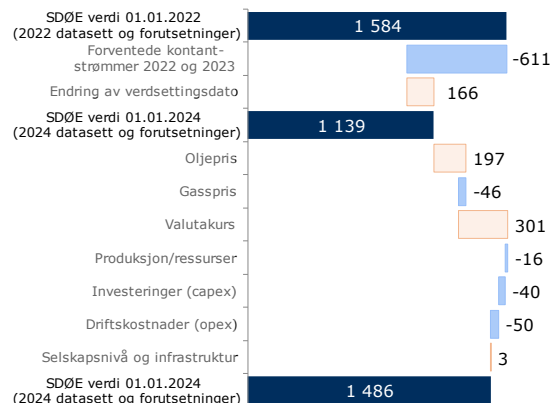
Som figuren viser, ble SDØE-porteføljens verdi i 2022 estimert til 1 584 mrd. kroner, mens den nå i 2024 er estimert til 1 486 mrd. kroner. I de neste underkapitlene beskrives hvert enkelt bidrag til endret verdi.

#### 3.1 Netto kontantstrøm fra SDØE-porteføljen i 2022 og 2023

I verdsettelsen fra 2022 var forventet netto kontantstrøm fra SDØE-porteføljen for 2022 og 2023 på henholdsvis 406 og 256 milliarder kroner, som representerte en total nåverdi per 01.01.2022 på 611 mrd. kroner. Justert for dette, samt endring av verdsettingstidspunktet til 01.01.2024, blir forventet verdi av porteføljen 1 139 mrd. kroner, basert på datasett og forutsetninger fra 2022.

Merk at den faktiske realiserte netto kontantstrømmen ble 528 og 277 milliarder kroner for de to årene (Petoros årsrapport 2023). Differansen mellom forventet og realisert kontantstrøm for 2022 og 2023 skyldes hovedsakelig den sterke økningen i råvarepriser og påfølgende høy inflasjon. Spesielt gassprisen var en sentral driver for avviket i 2022.

Figur 3-1: Forandring i SDØE-porteføljens verdi fra 2022 til 2024 (mrd. kroner)





### 3.2 Endring i makroforutsetninger

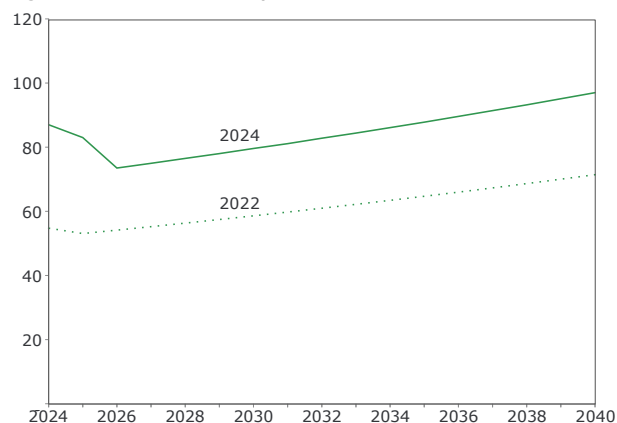
Endringer i makroforutsetninger (oljepris, gasspris og valutakurs) bidrar til en total verdiøkning på 454 milliarder kroner. I det følgende kapittelet beskrives endringer fra forrige verdsettelse, mens detaljer rundt årets makroforutsetninger er beskrevet i kapittel 4 og 6.

Det ble i 2022 antatt en betydelig lavere kortsiktig oljepris fra og med 2024 sammenlignet med forutsetningene som ligger til grunn i årets verdsettelse (se Figur 3-2). Oljeprisen for særlig 2024 og 2025 er justert vesentlig opp i årets verdsettelse. Årsaken til dette skyldes hovedsakelig OPEC+ sin forlengelse frivillige produksjonskutt, samt økt geopolitisk usikkerhet. På lengre sikt er forventningen til oljepris satt opp fra nivåer rundt 55 USD/fat til nivåer rundt 70 USD/fat i reelle 2024-termer. Samlet bidrar oppjusteringene i oljepris-forutsetningene isolert sett til en verdiøkning på 197 mrd. kroner.

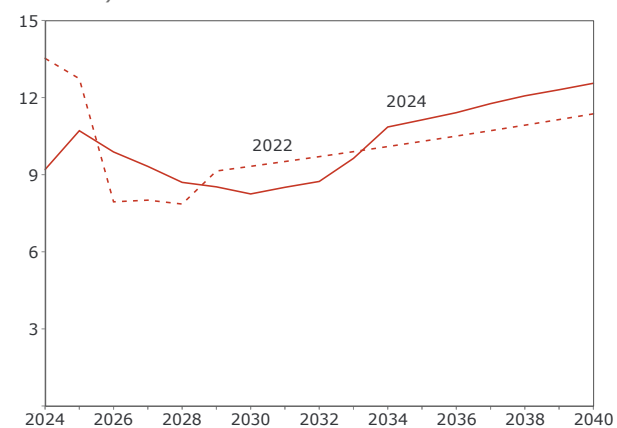
Gassprisforutsetningene er i likhet med oljepris-forutsetningene justert fra 2022-verdsettelsen (se Figur 3-3). Ettersom produksjonsvolumene i SDØE-porteføljen viser en overvekt av naturgass har justeringer av gassprisene en relativt sett større innvirkning på verdien av porteføljen enn en tilsvarende endring i oljepris. Sammenlignet med 2022 er gassprisen nedjustert mellom 2024 og 2026, og oppjustert på lang sikt etter 2034. Reduksjonen på kort sikt har større innvirkning enn oppjusteringen på lang sikt, og derfor vil oppjusteringen av gassprisforutsetningen isolert sett bidra til en verdireduksjon på 46 mrd. kroner.

Siden 2022-verdsettelsen har den norske kronen svekket seg ytterligere. Ved forrige verdsettelse ble det antatt en forventet langsiktig valutakurs på rundt 9 NOK per USD. Dette er vesentlig sterkere enn årets antakelser hvor kursen de neste årene er ventet å ligge nært nivået i første kvartal av 2024, altså på 10,5 kroner (se Figur 3-4), i samsvar med Norges bank. Tidligere var kronekursen sterkt knyttet til oljeprisutviklingen, men denne sammenhengen har svekket seg betydelig de siste årene og er nå mer sensitiv til internasjonale forhold. Ettersom olje primært prises i amerikanske dollar, vil inntekten i norske kroner øke dersom kronen svekkes. Isolert sett medfører derfor justering av kursen ved årets verdsettelse at verdien på SDØE-porteføljen øker med 301 mrd. kroner.

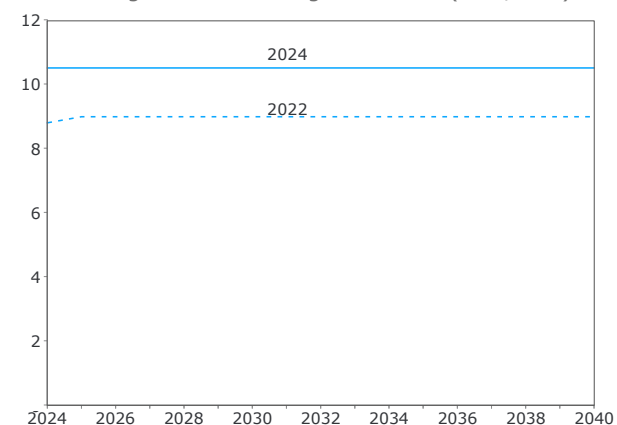
Figur 3-2: Sammenligning av 2022- og 2024-forutsetningene for fremtidig oljepris (USD/fat oljeekvivalent nominelt)



Figur 3-3: Sammenligning av 2022- og 2024-forutsetningene for fremtidig gasspris (USD/MMBtu nominelt)



Figur 3-4: Sammenligning av 2022- og 2024-forutsetningene for fremtidig valutakurs (NOK/USD)





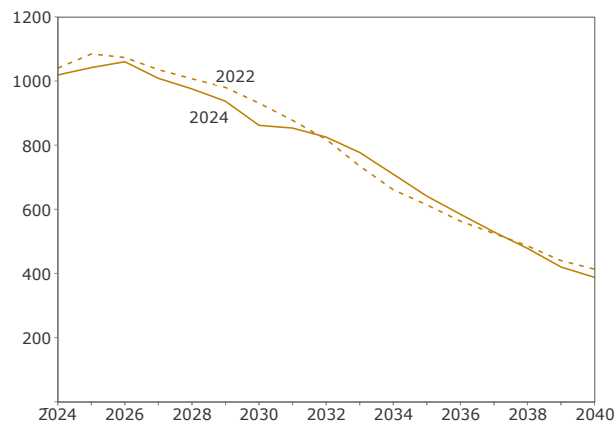
### 3.3 Endring i forventet produksjon og forventede kostnader

Siden verdsettelsen i 2022 har ressursgrunnlaget i SDØE-porteføljen endret seg. I tillegg til oppdatert teknisk forståelse av reservoarene, vil endret ressursgrunnlag medføre endringer i forventet produksjon. Siden forrige verdsettelse har 135 millioner nye fat blitt modnet frem til RK 1-5. Totalt sett har imidlertid totale ressurser i RK 1-5 sunket med 9%, ettersom produksjonen i 2022 og 2023 oversteg ressurstilveksten.

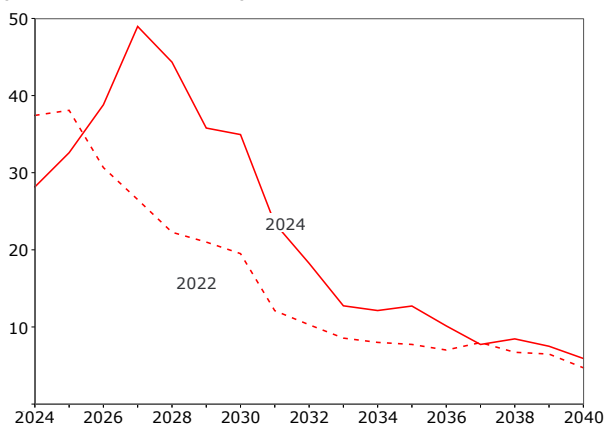
Figur 3-5 sammenligner forventningen til fremtidig produksjon fra SDØE-porteføljen i 2022 med forventningene som for årets verdsettelse. Det forventes en noe lavere produksjon fra 2024 til 2030. Dette skyldes at oppstarten av prosjekter som Johan Castberg og Wisting er utsatt, i tillegg til en nedjustering av produksjonsprofilene til felt som Martin Linge og Johan Sverdrup. Det er også sannsynlig at noe vedlikeholdsetterslep etter mange år med fokus på kostnadskutt og Covid-19 bidrar til økt vedlikeholdsaktivitet de neste årene og påvirker dermed nedjusteringen. Etter 2030 er produksjonsestimatene høyere enn i 2022. Dette skyldes blant annet oppjusteringer i fremtidig produksjon fra felt som Heidrun og Snorre. I tillegg har prosjekter på Visund og Linnorm blitt skjøvet lenger ut i tid, og felt som Grane og Gjøa har forlenget sin produksjonsperiode. Isolert sett har den lavere produksjonen fra 2024 til 2030 mer påvirkning på verdien enn de økte produksjonsvolumene på lengre sikt. Derfor reduseres verdien med 16 milliarder kroner i 2024-verdsettelsen sammenlignet med 2022.

Figur 3-6 viser estimatet for totale fremtidige investeringer i oppstrømsporteføljen i årets verdsettelse sammenlignet med estimatet i 2022. Investeringsestimatene for årets verdsettelse er oppjustert betydelig. Noe av denne økningen kan skyldes at kronen har blitt betydelig svakere siden 2022, samtidig som flere levetids- og elektrifiseringsprosjekt har blitt modnet frem siden forrige verdsettelse. Nettoeffekten av disse justeringene fører til en verdinedgang på 40 mrd. kroner i 2024-verdsettelsen.

Figur 3-5: Sammenligning av 2022- og 2024-estimatene for fremtidig totalproduksjon fra SDØE-porteføljen (tusen fat o.e. per dag)



Figur 3-6: Sammenligning av 2022- og 2024-estimatene for fremtidige investeringer i SDØEs oppstrømsportefølje (mrd. kroner nominelt)

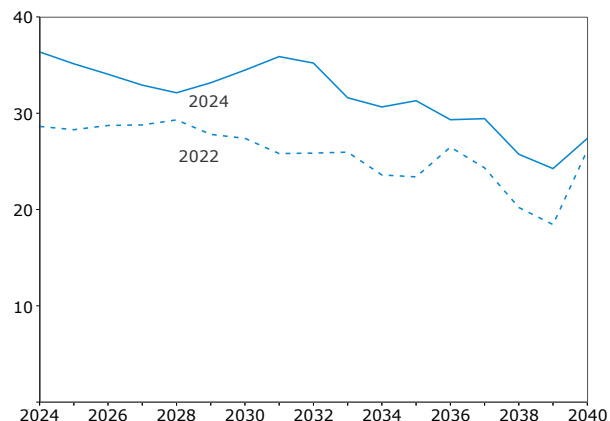


Estimerte driftskostnader er blitt oppjustert i 2024-verdsettelsen fra 2022-nivået. Økningen er på 2-3 milliarder kroner i året. Oppjusteringen gjelder gjennom hele porteføljens levetid (Figur 3-7), og kan blant annet knyttes til høyere inflasjon i olje- og gassbransjen, samt effekten av en vesentlig svakere krone. De økte driftskostnadene er også antatt å komme av økt vedlikeholdsarbeid fremover. Samtidig har CO2 avgiften økt fra 544 kroner per tonn i 2020 til 952 kr per tonn i 2023, og den totale utslippskostnaden for norsk olje- og gassvirksomhet er foreslått å være opp mot ca. 2000 kroner per tonn innen 2030. I tillegg er tariffkostnader også blitt justert opp, fra omtrent 12 mrd. kroner til 16 mrd. kroner i 2024 og 2025. Isolert sett bidrar disse oppjusteringene til 50 mrd. kroner reduksjon av porteføljeverdien.

Når det kommer til selskaps- og infrastruktur-elementer har verdien av disse blitt justert opp fra 21 til 27 mrd. kroner siden verdsettelsen i 2022. Dette er hovedsakelig drevet av en økning i tariffinntektprognosen til infrastruktureiendelene i SDØE-porteføljen. Isolert sett bidrar denne oppjusteringen med en verdiøkning på 3 mrd. kroner.

Totalt sett bidrar endrede estimater for fremtidig produksjon, investeringer og driftskostnader med 106 mrd. kroner i redusert porteføljeverdi sammenlignet med verdsettelsen i 2022.

Figur 3-7: Sammenligning av 2022- og 2024-estimatene for fremtidige driftskostnader i SDØEs oppstrømsportefølje (mrd. kroner nominelt)



### 3.4 Utvikling for de viktigste feltene

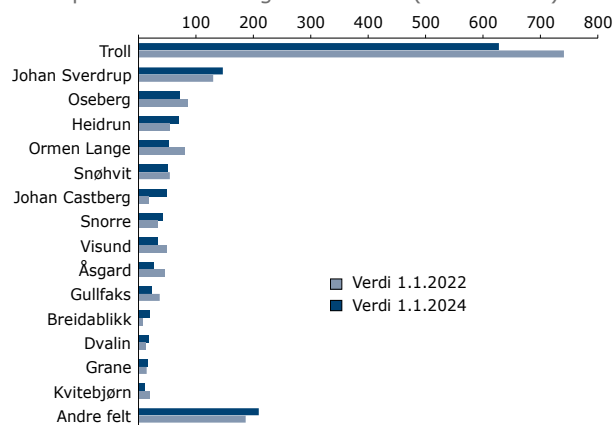
I Figur 3-8 er de 15 mest verdifulle feltene i 2024 vist, med tilhørende verdi som beregnet per 01.01.2022 og 01.01.2024. Forskjellen i verdi mellom de to tallene vil reflektere alle mulige årsaker til verdiendring, slik som forskjellig verdsettingstidspunkt, makroforutsetninger, produksjon og kostnader.

Figuren viser at majoriteten av feltene synker i verdi. Dette er som forventet for felt som ikke har fått oppgradert ressursanslaget eller akselerert produksjonen siden forrige verdsetting, ettersom to år med produksjon er tilbakelagt. Samtidig vil felt med økte kostnader og/eller forsinket produksjon kunne synke ytterligere i verdi dersom endringene ikke veies opp av endringene i makroforutsetningene. Oljeprisen er vesentlig oppjustert i årets verdsettelse og vil derav kunne dempe porteføljens verditap, og i enkelte tilfeller oppjustere verdien for felt med overvekt av oljeproduksjon.

Troll-feltet, som er SDØE-porteføljens klart mest verdifulle eiendel, har sunket i verdi til tross for at ressursanslaget har økt noe, og at det er forventet mer produksjon nært i tid fremover sammenlignet med 2022 verdsettelsen. Den økte produksjonen kommer av økte investeringer og pågående akselerasjonsprosjekter på feltet. De tilbakelagte årene med sterk produksjon i 2022 og 2023 har større innvirkning enn det oppjusterte ressursgrunnlaget og de fremskyndte volumene, og bidrar derfor til reduksjonen på 113 milliarder.

Johan Sverdrup-feltet har fått økt verdi til tross for en noe svakere produksjonsprofil og et mindre ressursgrunnlag. Økningen er primært drevet av bedre makroforutsetninger, i tillegg til to år med kapitalutgifter tilbakelagt og oppstart av feltets fase 2.

Figur 3-8: De 15 mest verdifulle feltene i 2024, med verdi per 01.01.2022 og 01.01.2024 (mrd. kroner)



### 3.5 Oversikt verdiendring

I Figur 3-9 presenteres forskjellen i utregnet verdi i 2022 og 2024 for de ulike eiendelstypene. Endringene i verdi vil inkludere alle mulige årsaker til verdiendring slik som forskjellig verdsettings-tidspunkt, makroforutsetninger, produksjon og kostnader. Totalt er det en verdireduksjon på 98 milliarder kroner på SDØE-porteføljen fra 2022 til 2024.

Den største verdireduksjonen finner vi, som forventet, i felt. Fremtidig produksjon fra felt utgjør mesteparten av porteføljens verdi, og denne produksjonen er nærmest i tid. Således vil påvirkningen av særlig nedjusterte gasspriser på kort sikt i størst grad påvirke porteføljens totalverdi gjennom felt.

Verdien av ressurser i funn er redusert med 3 mrd. kroner siden 2022. Denne reduksjonen skyldes primært at tidligere funn slik som Irpa, Kristin Sør og Verdande er modnet frem og besluttet utbygget og nå er klassifisert under felt. Samtidig som det ikke er blitt modnet frem betydelige volumer i form av nye funn.

Verdien på leteporteføljen er verdsatt noe høyere i 2024 enn i 2022. Totalt er det en netto økning på 6 milliarder kroner for leting. Dette skyldes en kombinasjon av noe høyere forventet leteaktivitet, og høyere langsiktig oljepris.

Verdien knyttet til andre elementer (infrastruktur-eiendeler og selskapselementer) er redusert med 5 mrd. kroner fra 2022 til 2024. Reduksjonen i totalverdi skyldes hovedsakelig endringen i verdsettelsestidspunkt.

Figur 3-9: Endring i SDØE-porteføljens verdi fra 2022 til 2024, fordelt på eiendelstype (mrd. kroner)

	Verdi av SDØE i 2022	Verdi av SDØE i 2024	Verdiendring
Felt	1508	1412	-96
Funn	44	41	-3
Leting	3	9	+6
Andre elementer	29	24	-5
<b>Total</b>	<b>1584</b>	<b>1486</b>	<b>-98</b>

## 4 INDUSTRI TRENDER

I dette kapittelet beskrives noen av trendene som er viktige for SDØE-porteføljen. Først omtales det globale oljemarkedet og balansen mellom tilbud og etterspørsel som vesentlig for utviklingen av oljeprisen. Videre skildres fremtidig etterspørsel etter gass og prisutsiktene for det europeiske gassmarkedet. Etter dette beskrives utviklingen på norsk sokkel de siste to årene samt fremtidsutsiktene. Deretter kommer et kort sammendrag av transaksjonene på norsk sokkel siden forrige verdsetting. Det påfølgende avsnittet handler om norsk leverandørindustri og i siste del sammenlignes SDØE-porteføljen med norsk sokkel for øvrig.

### 4.1 Det globale oljemarkedet

---

Det globale oljemarkedet er et klassisk råvaremarked hvor tilbud og etterspørsel danner grunnlaget for prisen. Oljemarkedet er, og har historisk vært, preget av store prissvingninger drevet av ubalanser mellom tilbud og etterspørsel. Svingninger i tilbud av olje oppstår blant annet fordi ulike produksjonskilder har ulik dynamikk knyttet til beslutninger av nye prosjekter og tid det tar fra beslutning til produksjon. Ubalanser oppstår også uventet og øyeblikkelig, noe som kan føre til store kortsiktige prissvingninger. Dette kan være både tilbudssjokk (f.eks. OPEC-beslutninger om medlemmenes produksjonskvote) eller geopolitiske problemstillinger slik som krig, sanksjoner, eller konflikter i oljeproduiserende regioner og etterspørselssjokk (f.eks. krigen i Ukraina, korona epidemien eller finanskrisen i 2008).

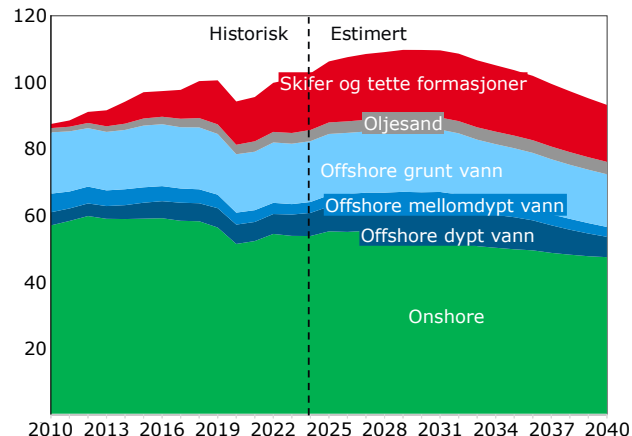
Året 2023 ble et transformativt år for olje- etterspørselen, da man gikk fra en fase med ettervirkninger av Covid-19 til kraftig vekst i flere regioner, i stor grad drevet av Kina og USA. Rystad Energy forventer at global etterspørsel vil vokse og nå en topp i 2027 på 106 millioner fat oljeekvivalenter per dag. Videre forventer Rystad Energy at energitransisjonen og overgangen til fornybare energikilder, vil drive etterspørselen ned til 66 millioner fat per dag i 2050. Enkelte sektorer og regioner vil være raskere til å redusere konsum og gå over til fornybare kilder.

Transportsektoren er den største konsumenten av olje i dag, men det ventes at elektrifisering vil minske sektorens forbruk kraftig over tid. Generelt er det ventet reduksjon i oljekonsum på tvers av alle sektorer med unntak av petrokjemisk industri der olje trengs som innsatsfaktor og flyindustrien der man enda ikke har fullverdige fornybare alternativer.

Når det gjelder tilbudssiden innførte OPEC+ i november 2022 produksjonskutt som opprinnelig skulle vare frem til utgangen av 2023. I november 2023 ble det annonsert at flere medlemmer ville redusere produksjonen ut første kvartal i 2024, noe som senere i mars i år ble utvidet ut andre kvartal i 2024. Tilbudssiden er i 2024 dermed preget av OPEC+ sine produksjonskutt. Selv under en forutsetning om at produksjonskuttene ikke forlenges videre ut i tredje kvartal, er etterspørselen forventet å overstige tilbudet ut 2024. Krigen i Ukraina vedvarer og eskaleringen av konflikten mellom Israel og Hamas påvirker stabiliteten i regionen. Dersom Iran skulle bli mer innblandet i konflikten vil dette kunne påvirke oljetilbudet, da landet er en stor oljeproducent. For 2025 ventes det at markedet vil være mer balansert og kun med et svakt tilbudsoverskudd. Land utenfor OPEC+ som USA, Canada, Kina, og Brasil står nå for rundt halvparten av tilbudsveksten, mens det i 2025 antas at volumer fra OPEC+ returnerer etter å ha lettet produksjonskuttene. Figur 4-1 viser global væskeproduksjon etter kilde. Til tross for at oljeetterspørselen er ventet å falle på lang sikt, vil ikke dagens igangsatte brønner levere nok produksjon på lengre sikt til å dekke fremtidig etterspørsel om man ikke investerer mer enn dagens nivå. Volumer fra nye brønner på eksisterende felt, felt under utvikling og nye funn er nødvendige og de krever nye investeringer.

Den langsiktige oljeprisen er noe oppjustert siden forrige verdsettelse drevet av noe høyere etterspørselsutsikter enn ventet. På tilbudssiden er skiferoljeproduksjonen mindre responsiv enn antatt i 2022. Høye kapitalkostnader har ført til lavere investeringsnivåer i skiferolje og Rystad Energy forventer at skiferoperatørene vil fortsette med god kapitaldisiplin fremover. Til sist er det antatt at OPEC+ i større grad enn tidligere villig til å redusere egen markedsandel for å sikre en mer stabil høyere oljepris globalt.

Figur 4-1: Global væskeproduksjon 2010-2040, per produksjonssegment (mill. fat o.e. per dag). Kilde: Rystad Energy UCube



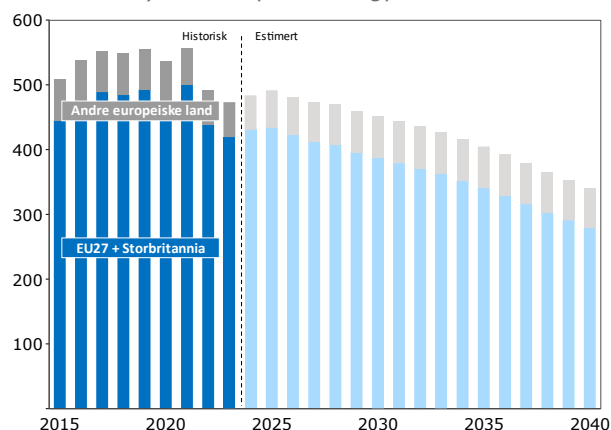
## 4.2 Gassmarkedet i Europa

EU har lenge hatt en klar strategi om å bevege seg mot fornybar og lav-karbon energi, men gass er fortsatt en svært viktig og nødvendig energikilde i Europa, og vil være det i mange år fremover. Behovet for gass ble særlig synlig i 2022, som var et år preget av en europeisk gasskrise og rekordhøye energipriser. En kald og tørr vinter kombinert med Russlands invasjon av Ukraina utløste en perfekt storm i gassmarkedet. Den økte usikkerheten og voldsomme volatiliteten i gassprisen satte fokus på forsyningssikkerhet. Dette preget markedet i 2022 og 2023 der fokuset har vært på å diversifisere seg bort fra russisk gass gjennom mer LNG og økt fokus på nye alternative energikilder.

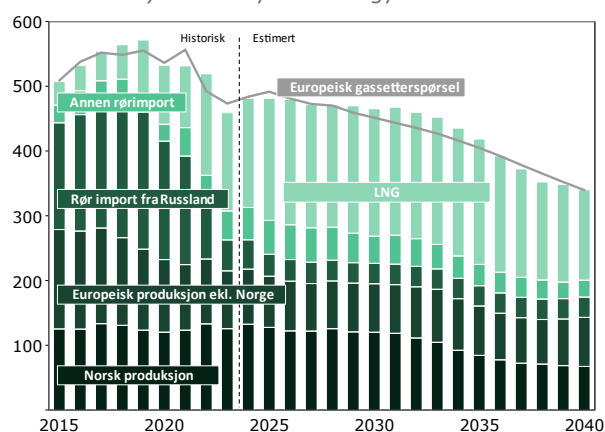
Forbruket av naturgass i Europa var i 2023 473 milliarder kubikkmeter (se Figur 4-2), en nedgang på 4% fra 2022. Nær 90% av denne etterspørselen kom fra EU27 (inkl. Storbritannia). Siden toppen i 2005 har gassetterspørselen i Europa gradvis falt blant annet i takt med fremveksten av nye fornybare energikilder samt økende elektrifisering og forbedret energieffektivitet. Samtidig har den pågående utfasingen av europeiske kjernekraftverk og kullkraftverk til fordel for økt bruk av gass i kraftproduksjon bidratt til en noe mer stabil gassetterspørsel. I dag er bruken av gass i hjem og i kommersielle bygninger ventet å opprettholde en noe robust etterspørsel mot 2040, mens gass i industriell bruk er ventet å falle i nærmest alle industrier i årene som kommer, med unntak av den petrokjemiske industrien. Samlet sett ventes det en gradvis reduksjon av gassforbruk mot 2040 i Europa.

Til tross for fall i total gassetterspørsel, vil Europa være avhengig av betydelig import i lang tid. I 2023 utgjorde egenproduksjon i Europa (ekskludert Norge) 19%, norsk produksjon 27%, rørimport fra Russland 10%, annen rørimport (primært Nord-Afrika) 10% og LNG import 33% (se Figur 4-3).

Figur 4-2: Europeisk gassetterspørsel 2000-2040 (mrd. kubikkmeter). Kilde: Rystad Energy GasMarketCube



Figur 4-3: Europeisk gassbalanse 2015-2040 (mrd. kubikkmeter). Kilde: Rystad Energy GasMarketCube



Etter Russlands invasjon av Ukraina, har EU aktivt jobbet for å kutte russisk gassvolumer. Ved å øke bruken av LNG, akselerere tilveksten av alternative energikilder, samt maksimere utnyttelsen av norsk rørgass, har EU klart å redusere importen fra Russland til 71 milliarder kubikkmeter i 2023. Til sammenligning sto russisk rørimport alene i 2021 for over 160 milliarder kubikkmeter. Rystad Energy forventer videre reduksjon i 2024 og i årene fremover.

For Norge betyr den nye virkeligheten at vår rolle som pålitelig eksportør av naturgass til kontinentet er blitt enda viktigere og mer langsiktig. Relativt til andre kilder har norsk gass lave produksjonskostnader og lavere utslipp. Utfordringen vår er at det er begrenset med kapasitet til å øke eksporten til Europa utover dagens nivå.

Etter en periode med volatile priser som følge av den ekstraordinære geopolitiske situasjonen i Ukraina, forventer Rystad Energy en stabilisering av gassprisene gjennom 2024 og inn i 2025. Med fulle lagre, en varm vinter og sterk pågang for å fortsette avkoblingen av russisk gass til fordel for et mer diversifisert forsyningsnettverk ligger forutsetningene til rette for et mer stabilt gassmarked på kort sikt. Deretter forventes en gradvis reduksjon i prisene frem mot 2030 i takt med bedre balanse mellom tilbud og etterspørsel. På lang sikt forventes det at en europeisk gasspris på rundt 9 USD/MMBtu reelt er tilstrekkelig til at det sanksjoneres nok LNG prosjekter til å dekke den økende globale etterspørselen. De største nye potensielle LNG volumene kommer fra USA og disse er forventet å være «prissetter» for Europeisk gass på lang sikt.



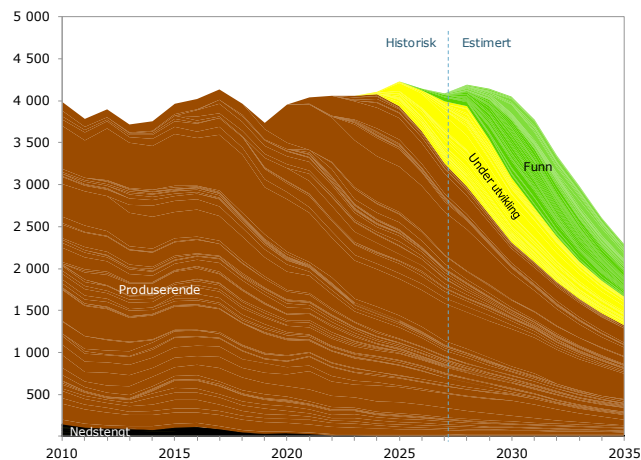
### 4.3 Norsk produksjon og ressurser

I 2022 og 2023 ble det i snitt produsert 4,1 millioner fat oljeekvivalenter per dag på norsk sokkel. Etter gradvis økning fra bunnivået i 2019, har altså produksjonen stabilisert seg (Figur 4-4). Den robuste produksjonen skyldes i stor grad store volumer fra Johan Sverdrup (fase 1 & 2), Troll Vest, og Snøhvit. I 2022 økte produksjonen av gass som følge av vesentlig høyere gasspriser, og utgjorde 53% av total produksjon. I 2023 var derimot fordelingen mellom gass og olje (inkludert NGL og kondensat) produksjon omtrent lik, primært drevet av økt oljeproduksjon fra Johan Sverdrup fase 2.

I løpet av 2022 kom Nova og Johan Sverdrup fase 2 i produksjon. I tillegg startet produksjonen opp igjen på Hod og Njord etter å ha vært nedstengt i flere år grunnet modifiseringsprosjekt. I det påfølgende året startet produksjon fra de nye feltene Fenja og Bauge (koblet til Njord), og Breidablick og Tommeliten A, i tillegg til Frosk (som en del av Bøyla), Kobra East og Gekko (som en del av Alvheim) og Blåbjørn (som en del av Åsgard) i 2023. På grunn av den betydelige utbyggingsaktiviteten de siste årene, forventes produksjonen å øke på kort sikt. Framover vil blant andre Johan Sverdrup fase 2, Johan Castberg, og Wisting, gitt sanksjonering, prege tilveksten av ny produksjon. I årene rundt 2010 var Norge i verdenstoppen når det gjaldt offshore oljefunn, blant annet som følge av leterefusjonsordningen. Etter oljeprisfallet i 2014 fulgte år med svake leteresultater på norsk sokkel, drevet av lav leteaktivitet. Etter en oppgang mellom 2018-2021 i form av oppdagede ressurser ble det i 2022 igjen registret lavere leteaktivitet. Antallet funn falt betydelig fra 20 i 2021 til kun 12 i 2022. I 2023 ble det gjort 16 nye funn. I de to foregående årene inkluderer funnene blant annet Lupa, Carmen og Norma.

Globalt sett ble det i 2022 funnet omtrent 9.5 milliarder fat oljeekvivalenter, mens det i 2023 ble funnet 5 milliarder fat oljeekvivalenter (konvensjonelle funn). I Norge ble det i 2022 og 2023 gjort kommersielle funn på henholdsvis 307 og 492 millioner fat oljeekvivalenter ifølge Sokkeldirektoratets ressursregnskap. Økte ressurser og levetidsforlengelser på eksisterende felt er også viktige bidrag for å opprettholde produksjonen på norsk sokkel.

Figur 4-4: Norsk væske- og gassproduksjon 2005-2035 per felt og livssyklus (tusen fat oljeekvivalenter per dag). Kilde: Rystad Energy UCube



## 4.4 Transaksjonsmarkedet

---

Etter et rekordår i transaksjonsmarkedet (kjøp og salg av andeler i utvinningstillatelser og selskaper) i 2021 med blant annet Aker BPs oppkjøp av Lundin Energy, var 2022 og 2023 preget av noe lavere aktivitet. Likevel var det flere store selskaps-transaksjoner som ble gjennomført i løpet av disse årene også. Trenden de senere årene med konsolidering har fortsatt, blant annet drevet av globale selskapers porteføljetilpasninger kombinert med nye aktører som ser muligheter på norsk sokkel. Siden 2014 har antall selskaper som er aktive på norsk sokkel blitt redusert fra 56 i 2014 til 24 i 2023.

Transaksjonsaktiviteten i 2022 var betydelig lavere enn året før. Det polske selskapet Orlen stod bak den største transaksjonen med oppkjøpet av PGNiG. Rystad Energy estimerte at avtalen var verdt 4.1 milliarder dollar og inkluderte blant annet eierandeler i Gina Krog, Eirin og Sleipner Vest.

I 2023 tok aktiviteten seg opp med to store og flere små selskaps-transaksjoner. En av de to store transaksjonene var Vår Energis oppkjøp av Neptun Energys norske portefølje. Denne transaksjonen var verdt 2,3 milliarder dollar og inkluderte eierskap i 12 produserende felt, blant annet Snøhvit og Melkøya LNG anlegg. Harbour Energy stod bak den andre store transaksjonen med kjøpet av Wintershall Deas oppstrømsportefølje som inkluderte 22 produserende felt, 9 utviklingsprosjekt og 15 funn. Transaksjonen er forventet å fullføres i siste kvartal av 2024. Blant de mindre selskaps-transaksjonene i 2023 var oppkjøpet til Kistos av Mime Petroleum, samt PGNiGs oppkjøp av Kufpec Norge.

I tillegg til selskaps-transaksjoner har det også vært flere større kjøp og salg av eiendeler i 2022 og 2023. Sval utvidet olje- og gass porteføljen sin betydelig og kjøpte blant annet Equinors andeler i Ekofiskfeltet og Martin Linge, i tillegg til hele Suncor Energys norske portefølje. Shell besluttet å selge sin andel på 30% i Linnorm til Equinor, inkludert operatørskap. I samme periode kjøpte OKEA 50% i funnet Brasse fra DNO, og Equinor kjøpte andeler i fem funn i Troll/Fram-området fra Wellesley Petroleum.

## 4.5 Utsikter for leverandørindustrien

---

Den midlertidige skattepakken som ble vedtatt i juni 2020 førte til høy sanksjoneringsaktivitet på norsk sokkel og 35 nye prosjekter ble godkjent for utbygging mellom 2021 og 2023. Mange nye prosjekter under utvikling har ført til høy aktivitet innenfor alle leverandørsegmenter i olje og gassektoren på norsk sokkel. Det økte aktivitetsnivået ble tydelig reflektert i omsetningen til leverandørindustrien i Norge i 2023 som steg med 16% fra året før til over 215 mrd. kroner. I 2024 er en ytterlig økning på 18% sammenlignet med 2023 forventet, noe som tilsvarer en omsetning på over 250 mrd. kroner. Aktiviteten de neste årene er forventet å avta noe.

Stor etterspørsel etter leverandørtjenester fører til at det er fare for flaskehals og leveransrisiko i flere servicesegmenter fremover. Ettersom flertallet av prosjektene under utvikling er subsea-tilknytning til eksisterende infrastruktur, er subsea-segmentet spesielt utsatt for kapasitetsbegrensninger. I tillegg er det også forventet høy etterspørsel i rigg- og fartøyssegmentet fremover.

Fornybar- og lavutslippsindustrier som for eksempel havvind og karbonlagring utgjør fortsatt kun en liten andel av omsetningen til leverandørindustrien i Norge. På lengre sikt forventes det at fornybarsegmenter vil bidra til økt aktivitet for leverandørene på norsk sokkel. I mai 2022 la regjeringen frem en satsning på havvind som innebærer å installere 30 GW innen 2040, og i mars 2024 ble den første havvindauksjonen på norsk sokkel avholdt. Dette var for havvindparken Sørlig Nordsjø II som er forventet å ha en kapasitet på 1500 MW. Denne satsningen kan få stor betydning for leverandørindustrien og norske verft. I tillegg til fornybar energi kan også ny teknologi knyttet til karbonfangst og lagring skape spennende behov for leverandørindustrien.

#### 4.6 SDØE i forhold til industrien

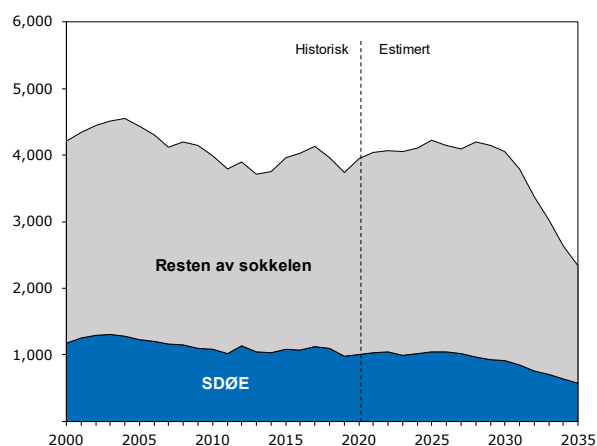
I Figur 4-5 er produksjonen til SDØE-porteføljen sammenstilt med den totale produksjonen på norsk sokkel fra 2000-2040. SDØE-porteføljen sin andel av norsk produksjon i 2023 var 25%. Equinors andel var 34%, og Majors' (Shell, Total, ConocoPhillips og Vår Energi (ENI eier 69,9%)) andel var 17%. De resterende 24% kom fra andre selskaper som AkerBP, Wintershall Dea (Harbour Energy fra fjerde kvartal 2024), OMV og Sval.

SDØEs andel av produksjon på norsk sokkel har sunket svakt siden 2017. Denne trenden forventes å fortsette fram mot 2030 og estimert andel i 2030 er 23%. Equinors andel i samme periode forventes å holdes på ca. samme nivå som i dag. Dette er blant annet fordi SDØE har lavere relativ eksponering mot Johan Sverdrup og kommende Johan Castberg, sammenlignet med Equinor. Andel produksjon fra AkerBP er forventet å stige fra 11 % i 2023 til 14% i 2029, drevet av bl.a. av Yggdrasil feltet som fikk godkjent Plan for utbygging og drift (PUD) i 2022. Majors andel av totalproduksjon er beregnet å stige til 18,5% i 2025, drevet av at både TotalEnergies, ConocoPhillips og Vår Energi forventes å øke produksjonen. Deretter er Majors forventet å gå tilbake til 17% i 2030. De resterende selskapene vil da representere en økt andel av produksjonen på 14% i 2030. Selskapene med størst produksjon i 2030 i denne kategorien er Wintershall Dea, Sval og OMV.

Sammenligner vi SDØE med Equinor og Majors, er SDØE-porteføljen den nest mest gassdominerte (70% av produksjonen i 2023) etter Shell (95% gass). Equinor vil bli mindre vektet mot gass framover, fra 53% i 2023 til 49% i 2030, godt hjulpet av full produksjon på oljefeltene Johan Sverdrup og Johan Castberg.

Flere av de tradisjonelle oljeselskapene med eierandeler på norsk sokkel ser også nå på å investere i fornybare energikilder. Det er generelt et ønske om å kutte CO<sub>2</sub>-utslipp, og store selskaper som blant annet Equinor har som mål å bli klimanøytrale innen 2050. Det er spesielt havvind som er relevant for disse selskapene siden de da kan bygge på kompetansen fra offshore prosjekter.

Figur 4-5: Produksjon på norsk sokkel fordelt på SDØE-porteføljen og sokkelen for øvrig (tusen fat o.e. per dag). Kilde: Rystad Energy UCube



## 5 PETOROS MERVERDIBIDRAG

Petoro ble opprettet i 2001 for å ivareta statens direkte økonomiske engasjement på norsk sokkel. Selskapets mandat er å forvalte SDØE-porteføljen på en forretningsmessig måte som sørger for verdimaksimering og høyest mulig inntekt til staten.

Petoro er i en særstilling som gjør at det ikke er nødvendig å ta kortsiktige hensyn til investorer eller markedssvingninger. De har heller ikke kapitalbegrensninger, slik at de utelukkende kan fokusere på å maksimere den langsiktige verdien av SDØE-porteføljen. Petoro er derfor en viktig motvekt i lisenssamarbeid med mindre aktører som i krevende markedssituasjoner kan bli drevet av kortsiktige hensyn. I disse tilfellene vil Petoro kunne argumentere for langsiktige investeringer, for eksempel i tilfeller der investeringskostnadene er høyere, men verdien totalt sett øker.

Petoro har utviklet et system for å identifisere tiltak og initiativ der selskapet har bidratt til merverdi utover hva staten hadde oppnådd som passiv forvalter. Hensikten med systemet er å synliggjøre gode eksempler fra arbeidet i organisasjonen som fører til merverdi for staten. 25 prosjekter er trukket fram for årene 2022 og 2023. Initiativene inkluderer engasjement i nye utbygginger, boreprogram, kommersielle avtaler, elektrifisering av eksisterende infrastruktur og aktivt engasjement for å ta i bruk ny teknologi.

Bidragene viser at Petoro jobber på bred basis med å følge opp SDØE-porteføljen. Selskapet har fokus på aktivt engasjement og verdimaksimering på lang sikt knyttet til investeringsbeslutninger på

nye funn. På grunn av høy sanksjoneringsaktivitet i 2022 var hele fem av bidragene knyttet til nye utbygginger dette året. Petoro har fulgt opp prosjektene aktivt og arbeidet for å muliggjøre tidlig oppstart og fokusert på løsninger som bidrar til å maksimere verdi fra det nye feltet. I forbindelse med levetidsforlengelser står også verdi-maksimering sentralt i Petoros arbeid. I tillegg har Petoro tatt til orde for bruk av ny teknologi og elektrifisering for økt utvinning og reduserte utslipp på allerede produserende felt på norsk sokkel.

Rystad Energy har dokumentert hvert enkelt bidrag gjennom intervjuer, analyser og egne beregninger. Petoros verdivurdering og bidrag som er lagt til grunn i hvert enkelt prosjekt er vurdert. I de fleste tilfeller anerkjenner Rystad Energy Petoros vurderinger, men i et fåtall av prosjektene har Rystad Energy valgt å justere verdivurderingen eller bidraget. I de fleste tilfeller er endringene gjort for å sikre konsistens på tvers av bidragene. Generelt har Petoro gjort gode vurderinger.

Rystad Energys justerte anslag for merverdibidraget oppnådd gjennom de 25 prosjektene/initiativene er i området 7 til 13 milliarder kroner. Det bør presiseres at anslaget er usikkert og er basert på Petoros egen dokumentasjon.

Samlet sett anerkjenner Rystad Energy merverdibidragene fra Petoro, og mener at Petoro gjør en viktig og god jobb med å forvalte statens interesser.

## 6 METODIKK OG DATAKILDER

I verdsettingen av SDØE-porteføljen har Rystad Energy benyttet en egen verdsettelsesmodell som legger til grunn diskonterte forventede kontantstrømmer (nåverdimetoden). Dette er den mest brukte metoden til å verdsette olje- og gassfelt og porteføljer. Modellen benytter en rekke input-parametere slik som diskonteringsrate, valutakurs og olje- og gasspriser i tillegg til feltspesifikke input parametere som olje- og gassproduksjon, investeringer og driftskostnader. Nåverdien eller utfallsrommet for nåverdien på SDØE porteføljen vil være avhengig av alle forutsetningene som inngår i modellen, og alle parameterne vil ha usikkerhet knyttet til seg. Verdien som fremgår av denne rapporten, er Rystad Energys beste estimat for verdien basert på de kildene vi har hatt tilgjengelig. Sammenliknet med andre eierinteresser på norsk sokkel er SDØE-porteføljen i en særstilling ved at den er unntatt fra beskatning. Det betyr også at verdien som fremkommer for SDØE-porteføljen ikke vil være den samme hvis porteføljen hadde vært eid av et oljeselskap på norsk sokkel. Det er altså ikke omsetningsverdien til porteføljen som bestemmes, men verdien av fremtidige netto kontantstrømmer til staten.

Forrige verdsetting av SDØE-porteføljen ble utført av Rystad Energy for tidspunktet 1.1.2022 (verdi var da 1 584 mrd. kroner). Rystad Energys verdsetting i 2024 er lavere enn dette. Dette skyldes hovedsakelig endrede makroforutsetninger. I kapittel 3 er endringene fra forrige verdsetting beskrevet i mer detalj.

### 6.1 Forutsetninger på makronivå

Prisforutsetninger for olje og gass samt valutakurs vist i Figur 6-1 er lagt til grunn for verdsettingen av oppstrømseiendelene. Salgspris for NGL er satt til 66% av oljepris, mens prisen på kondensat er antatt lik som på olje. For oljepriser er det tatt hensyn til normpriser til hvert enkelt feltområde basert på et historisk snitt av verdiene oppgitt av Petroleumspriserådet. Dermed blir blant annet kvalitet på oljen som produseres tatt hensyn til.

Figur 6-1: Fremtidige råvarepriser og valutakurs benyttet i verdsettingen per 1.1.2024

	Oljepris USD/fat nom	Gasspris USD/MMBtu	Valutakurs USD/fat nom	Oljepris NOK/fat nom	Gasspris NOK/sm <sup>3</sup> nom
2024	87,0	9,2	10,5	913,5	3,7
2025	83,0	10,7	10,5	846,1	4,1
2026	73,5	9,9	10,5	734,6	3,7
2027	75,0	9,3	10,5	734,6	3,5
2028	76,5	8,7	10,5	734,6	3,2
2029	78,0	8,5	10,5	734,6	3,0
2030	79,6	8,3	10,5	734,6	2,9
2030+	Inflasjonsjustert med 2%	Inflasjonsjustert med 2%	10,5	Inflasjonsjustert med 2%	Inflasjonsjustert med 2%

Equinor markedsfører og selger statens olje og gass sammen med sin egen i henhold til egen avsetningsinstruks som er gitt til Equinor. Kostnaden for dette er tatt hensyn til i verddivurderingen.

Rystad Energys syn på utviklingen i olje- og gasspris er beskrevet i henholdsvis kapittel 4.1 og 4.2 ovenfor. Rystad Energys olje- og gasspris anslag er i utgangspunktet vurdert i dollar, og inntektene til SDØE-porteføljen er således sensitiv for endringer i valutakursen. For alle andre kontantstrømmer og kostnadsdata er input gitt i norske kroner direkte. Rystad Energy har tidligere sett på sammenhengen mellom oljepris og USD/NOK historisk og lagt til grunn korrelasjonen mellom den norske kronen og oljeprisen. De siste årene har reduksjonen av Norges avhengighet av olje- og gassindustrien imidlertid bidratt til en svakere sammenheng mellom kronen og oljeprisen. I rapporten legges det derfor til grunn en kurs i samsvar med Norges bank, som anslår at kronekursen de neste årene forblir nært nivået fra Q1 2024, altså 10,5 USD/NOK. Der historiske verdier er brukt for å sammenlikne datasettene er snittkursene til Norges Bank brukt: 9,6 kroner i 2022 og 10,6 kroner i 2023.

Der historisk inflasjon er brukt, for eksempel ved sammenlikning av reelle tidsserier i 2022 og 2023, er SSBs inflasjonsindeks brukt. I 2022 og 2023 var inflasjonen på henholdsvis 5,8% og 5,5%. I påfølgende år er estimat fra Norges bank tatt i bruk på henholdsvis 4% og 3% for 2024 og 2025 etterfulgt av en antatt inflasjon på 2,0% fremover (Norges Banks inflasjonsmål). En reell diskonteringsrate på 7% er brukt i beregningen av nåverdier (tilsvarende 9,14% nominelt). Valg av diskonteringsrente hviler på en sammenlikning av relevante globale og regionale selskaper og prosjekter og avkastningskrav lagt til grunn av myndighetene. Det er også vektlagt konsistens og sammenlikning med tidligere rapporter. Når kontant-strømmene diskonteres er de antatt å forekomme i midten av hvert år. I tillegg til hovedscenarioet har porteføljens verdi blitt estimert for et lavpris- og et høyprisscenario og med alternative diskonteringsrater.

I tillegg til hovedscenarioet har porteføljens verdi blitt estimert for et lavpris- og et høyprisscenario og med alternative diskonteringsrater, som beskrevet i kapittel 2.4. For hovedscenarioet har Rystad Energy lagt til grunn en langsiktig olje- og

gassetterspørsel som er i tråd med et klimareferansescenario som tilsvarer global oppvarming begrenset til 1.9 grader med 50% sannsynlighet og etablert i henhold til FNs klimapanelers karbon-budsjett. Et høyprisscenario kan komme av tregere energitransisjon og vil føre til noe høyere temperaturøkning enn ventet i Rystads referansescenario. Et lavprisscenario kan komme av raskere energitransisjon enn hovedscenarioet tilsier og dermed noe lavere temperaturøkning.

## 6.2 Forutsetninger på feltnivå

Produksjons- og kostnadsprofiler lagt til grunn i verdsettingen reflekterer synet på fremtidig produksjon og investeringer slik det forelå 1.1.2024. Verdsettingene er i hovedsak basert på data mottatt på feltnivå fra Petoro. Dette inkluderer produksjonsprofiler og kostnadsprofiler for hver enkelt eiendel (både oppstrøms- og infrastruktur-eiendeler). Kilden for disse dataene er Revidert nasjonalbudsjett (RNB), for henholdsvis 2022 og 2024. Disse datasettene inkluderer tidsserier for de ulike ressursklassene 1-5 per eiendel. I tillegg er tidsseriene for de relevante selskapselementene oppgitt.

Rystad Energy har lagt ned en betydelig innsats i å gjennomgå mottatt data og analysere SDØE-porteføljen. Rystad Energy sine proprietære databaser er brukt til å gjøre en komplett vurdering av alle eiendelene. Dataene i RNB-filene er blitt gjennomgått og kvalitetssikret. Formålet har vært å ha mest mulig realistiske framskrivninger av produksjon, inntekter og kostnader for porteføljen. Rystad Energy har mottatt RNB-produksjonsdata fra Petoro for felt i produksjon, felt under utbygging og for funn. RNB-dataene gjelder for ressursklasse 1-5. For å gjøre datasettet til verdsettingen mer komplett, og i tråd med Rystad Energys forventninger, er det blitt lagt til volumer fra ressursklasse 7A til disse eiendelene (tilleggsressurser i felt). I tillegg er datasettet utvidet med flere funn og risikjustert bidrag fra leting (RK 5-9). På generell basis kan det nevnes at nåverdimetoden kun vil inkludere kontantstrømmer som er kjente, og slik sett ikke dekke mulig oppside fra fremtidig ikke tildelt areal.

På samme måte har Rystad Energy mottatt tilhørende RNB-kostnadsdata for de samme eiendelene, og tilsvarende øvelse for å komplettere datasettet har blitt foretatt.



For volumene som er lagt til utover volumene i RNB-datasettet er tilhørende kostnader (driftskostnader og investeringer) også lagt til. På toppen av dette har Rystad Energy gjort en ytterligere justering gjennom å oppjustere anslagene for investeringer i ressursklasse 1-5. Bakgrunnen for dette er at Rystad Energy mener RNB-dataene betydelig undervurderer investeringene (driftsinvesteringene) på sikt. Årsaken kan være at fokus i RNB-datasettet er på aktuelle prosjekter de nærmeste årene, og ikke et komplett langtidsbilde.

I Figur 6-2 vises Rystad Energys 2024-estimat for fremtidige investeringer i SDØE-porteføljen sammen med det ujusterte datagrunnlaget mottatt fra Petoro/RNB (merket RNB2024), tidligere års estimater, og faktiske investeringer. Figuren viser at effekten av justeringene Rystad Energy gjør er større på lengre sikt. Den ujusterte kurven har på lang sikt en tilsvarende form som investeringsestimater fra tidligere SDØE-verdivurderinger (2006-2012). Som en ser av kurvene, faller alle investeringsestimatene etter rundt 5 år. Ser en videre på hvordan estimatene har vært sammenlignet med faktisk utvikling (rød kurve), ser vi at estimatene treffer rimelig godt i det korte bildet (0-2 år, dog ofte noe over), mens en har undervurdert investeringene på lengre sikt.

Figur 6-2: Investeringsestimater for SDØE-porteføljen brukt i tidligere verdsettninger, og faktiske investeringer (mrd. kroner nominelt)

