

PETORO AS

Verdivurdering av statens direkte økonomiske engasjement (SDØE), 2026





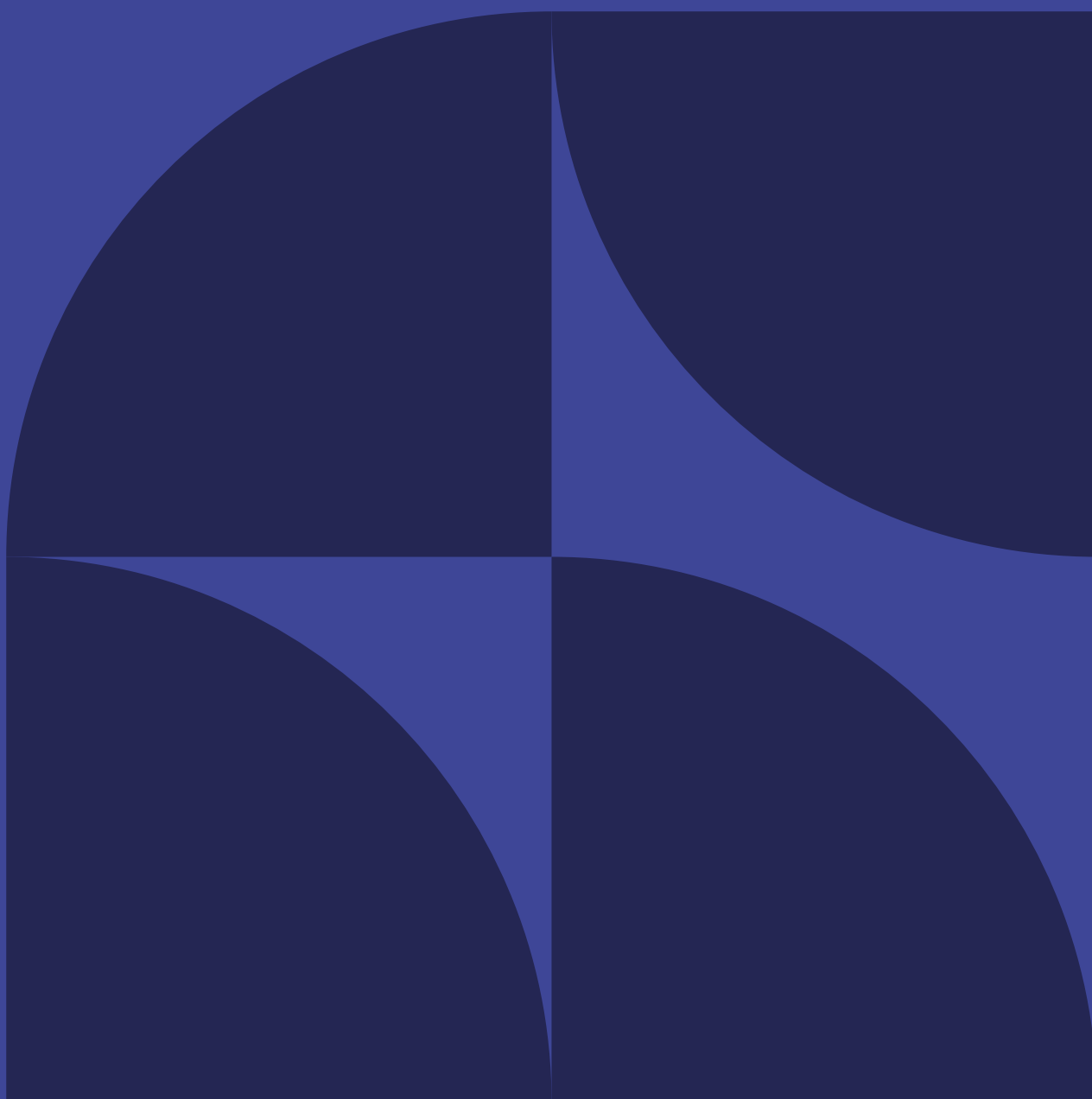
Innhold

Verdiestimering av SDØE porteføljen	4	4. Kontantstrømmer	14
1. Verdikonklusjon	6	5. Økonomiske forutsetninger, avkastningskrav og modell	15
2. Verdi ressurser og infrastruktur	6	6. Prissensitivitet: Verdi endring SDØE porteføljen	16
2.1 Verdifordeling ressurser	6	7. Vedlegg: Relevante porteføljebilder	17
2.2 Verdi infrastruktur	8		
3. Data	9		
3.1 Ressurser og produksjon	9		
3.2 Investeringer og driftskostnader	10		

Informasjonen og resultatene er basert på Petoro AS sin egen verdianalyse av SDØE-porteføljen. Vurderingen gjelder på utgivelsestidspunktet og vil være gjenstand for revisjon og forandring.



Verdiestimering av SDØE porteføljen



SDØE-ordningen ble opprettet i 1985. Ordningen innebærer at staten deltar som direkte investor i petroleums-virksomheten på norsk sokkel slik at staten får inntekter og utgifter forbundet med SDØEs andeler.

Petoro forvalter SDØE og opptretr som rettighetshaver for statens andeler i utvinningstillatelser, felt, rørledninger og landanlegg, og skal ivareta porteføljen på et forretningsmessig grunnlag. Petoro skal være en drivkraft på norsk sokkel, og ser etter muligheter for å øke og sikre verdien av porteføljen. Innsatsen prioriteres inn mot følgende områder:

- Modne felt; Modne felt er kjernen i SDØE-porteføljen. Disse feltene utgjør den største verdien og har det største potensialet for nye reserver, og målet til Petoro er å skape flere investeringsmuligheter
- Områdeutvikling; Med en stor portefølje har Petoro en viktig rolle og et mål om å finne løsninger på tvers av felt og funn som gir større verdi enn løsninger innen hver enkelt lisens
- Gassinfrastruktur; Petoro jobber tett sammen med Gassco og brukerne av gassinfrastrukturen for å sikre en konkurransedyktig, sikker og pålitelig gassinfrastruktur, og målet til Petoro er å sikre kostnadseffektive tjenester
- Mennesker og natur; Petoro er opptatt av hvordan virksomheten påvirker mennesker, samfunn og miljø, og målet til Petoro er å ta vare på våre omgivelser

Per 1. januar 2026 bestod SDØE-porteføljen av 187 utvinningstillatelser, 48 produserende felt og 16 rørledninger og landanlegg samt 12 utvinnings-tillatelser med netto-overskuddsavtale. SDØE-porteføljen representerer om lag en 30 prosent av Norges samlede olje- og gassreserver.

Ved siste verdivurdering av SDØE porteføljen i 2024 estimerte Rystad Energy verdien til 1486 milliarder kroner. Kontantstrømmen til staten fra SDØE har siden vært på henholdsvis 220 milliarder i 2024 og 243 milliarder kroner i 2025.

Petoro har på oppdrag fra Nærings- og fiskeridepartementet (NFD) utført en ny verdivurdering av SDØE-porteføljen. Denne rapporten er en konsis fremstilling som presenterer verdi, ressurser og produksjon, samt kostnader med illustrasjoner og forklarende tekst.

Estimert nåverdi er per 1.1.2026 og alle verdier er angitt i 2026-kroner.

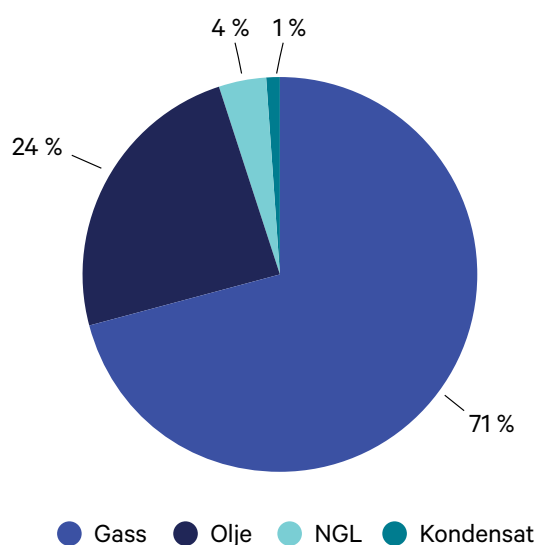
1. Verdikonklusjon

Petoro estimerer totalverdien av SDØE-porteføljen til 1 409 mrd. kroner per 1. januar 2026, basert på en reell diskonteringsrente på 7 prosent (5 prosent for infrastruktur). Infrastruktur utgjør 83 milliarder kroner av denne verdien.

2. Verdi ressurser og infrastruktur

2.1 Verdifordeling ressurser

Sokkeldirektoratet definerer petroleumsressurser som alle utvinnbare mengder av petroleum, som klassifiseres etter modenhet i utviklingsløpet fra funn til produksjon. Ressursene deles i tre hovedkategorier med tilhørende ressursklasser (RK): reserver (RK1–3), som er mengder hvor utbygging er besluttet; betingede ressurser (RK4–7), som er påviste og utvinnbare mengder hvor utbygging ennå ikke er besluttet eller er usikker; og uoppdagede ressurser (RK 8–9), som er anslåtte, men ikke



Figur 2.1 Estimert verdi av SDØE portefølje fordelt på olje og gass og andre produkter

påviste, utvinnbare mengder ([Klassifisering av olje- og gassressurser – Norskpetroleum.no](#)).

Verdifordelingen for RK 1-3 og RK 4-9 er henholdsvis 1 207 milliarder kroner og 119 milliarder kroner (se figur 7.1)

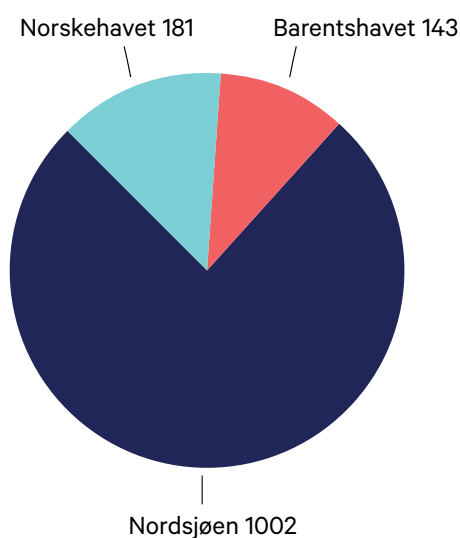
I Figur 2.1 vises verdien av porteføljen fordelt på olje, gass og andre produkter. Som figuren viser utgjør gass 71 prosent, olje 24 prosent og andre produkter 5 prosent (NGL og kondensat) av verdien av ressursene.

Verdsettelsen er i hovedsak basert på siste tilgjengelige RNB-innmeldinger fra operatørene. Datagrunnlaget representerer et øyeblikksbilde av en portefølje i kontinuerlig endring, drevet av nye funn og videreutvikling av ressurser. Over tid vil slike modningsprosesser bidra til at verdier flyttes fra høyere ressursklasser og inn i RK 1–3.

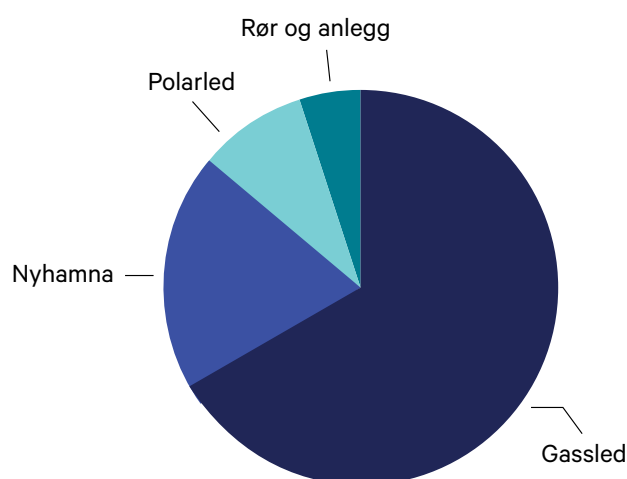
I Figur 2.2 vises totalverdien av SDØE porteføljens ressurser fordelt på regioner. Nordsjøen er den klart mest verdifulle regionen, med en estimert verdi på over 1 000 milliarder kroner. Verdien av porteføljen i Norskehavet er anslått til 181 milliarder kroner, mens Barentshavet er estimert til 143 milliarder kroner.

2.2 Verdi infrastruktur

Verdien av infrastruktur er estimert til 83 milliarder kroner og er vist i figur 2.3. Gassled utgjør den klart største andelen av verdien innenfor denne kategorien, etterfulgt av Nyhamna, Polarled og øvrige rør og anlegg. Det forventes ikke større endringer i antall eiendeler i infrastrukturen i årene fremover.



Figur 2.2 Verdi av SDØE porteføljen fordelt på regioner (1 326 milliarder kroner)



Figur 2.3 Estimert verdi SDØE andel i infrastruktur (83 milliarder kroner)



3. Data

Følgende forutsetninger ligger til grunn for verdivurderingen:

Datagrunnlaget for felt, funn og infrastruktureiendeler baseres på siste tilgjengelige rapportering til Revidert nasjonalbudsjett (RNB) fra operatørene, supplert med Petoro sine interne data og vurderinger. For hver eiendel inngår tidsserier og profiler for produksjon (væske og gass), investeringer (CAPEX), driftskostnader (OPEX) og forventede nedstengningskostnader, samt relevante tariffier og/eller tariffinntekter for infrastruktur. Ressursdata er primært strukturert etter ressursklasse, der RNB normalt dekker RK 1–5.

For å gi et mer helhetlig bilde av porteføljens potensial utvides datagrunnlaget med et konservativt anslag for (i) tilleggssressurser i felt (herunder relevante bidrag fra RK 7A) og (ii) et konservativt risikojustert bidrag fra fremtidig leting og modning (typisk RK 5–9). Slike bidrag estimeres ved å kombinere anslag for SDØEs andel av uoppdagede ressurser (Sokkeldirektoratets ressursregnskap) med antakelser om sannsynlighet for funn, ledetid fra funn til utbygging, samt representative utbyggings- og driftskostnader. Fremtidig produksjon fra leteaktivitet er basert på Petoros faglige vurderinger. Tilhørende kostnadsanslag bygger på erfaringsdata og sammenlignbare prosjekter i porteføljen, i tråd med operatørenes beslutningskriterier. Den samlede vurderingen inkluderes som et eget prosjekt i porteføljen.

Petoro kvalitetssikrer og konsoliderer innrapporterte data før bruk i verdsettingsmodellen. Dette omfatter kontroll av konsistens mellom volum- og kostnadsprofiler, avstemming mot lisensstatus for produksjon, utbygging og funnmodning. I enkelte tilfeller gjennomføres faglige justeringer for å sikre mest mulig forventningsrette forutsetninger, blant annet knyttet til prosjektmotning, oppstartstidspunkt, oppdaterte kostnadsanslag, vedlikehold og levetidsforlengelser samt tariffnivå. For infrastruktureiendeler vil tariffier og prognoser for tariffinntekter/utgifter estimeres av relevant fagmiljø og inngå som del av datagrunnlaget.

Kostnader knyttet til markedsføring og salg av statens olje og gass i henhold til avsetningsinstruksen inngår ikke i beregningen, ettersom verdsettelsen er avgrenset til selve porteføljeverdien.

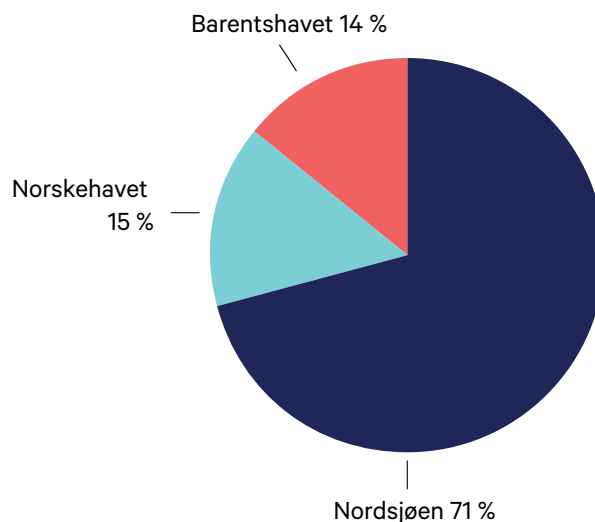
3.1 Ressurser og produksjon

Sokkeldirektoratet definerer petroleumsressurser som alle utvinnbare mengder av petroleum, som klassifiseres etter modenhet i utviklingsløpet fra funn til produksjon som beskrevet i kapittel 2.1.

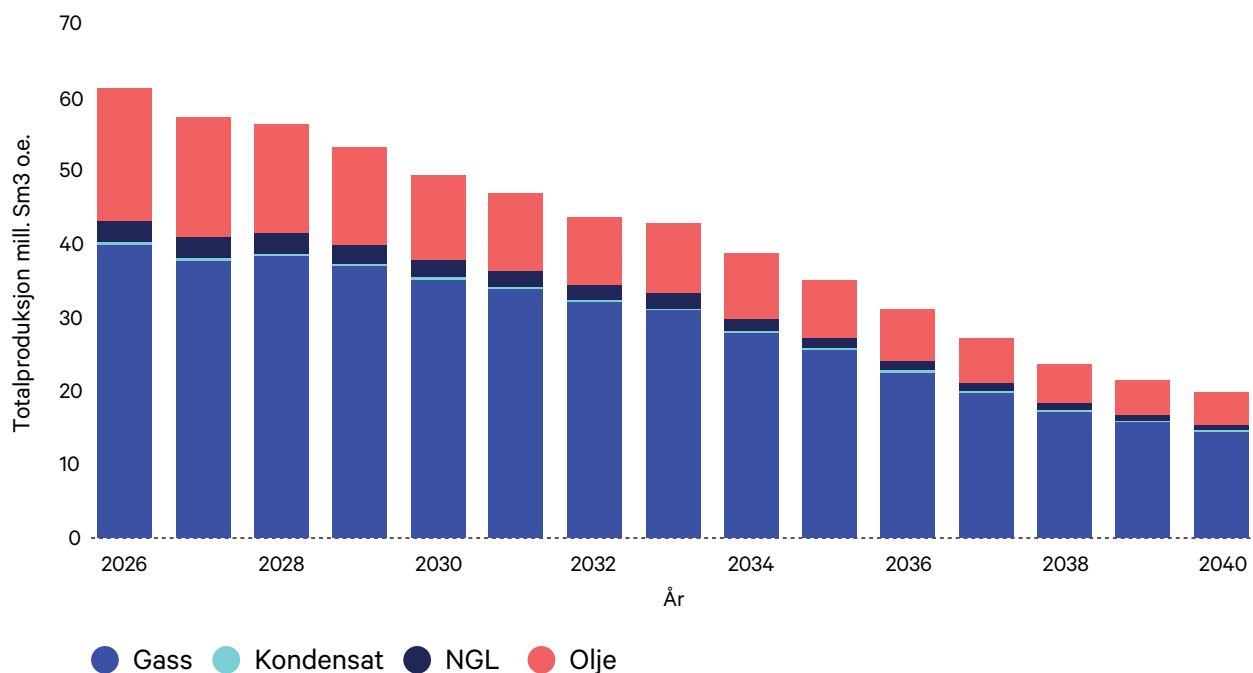
Figur 3.1 viser alle SDØE-ressursene fordelt prosentvis på regioner målt i millioner standard kubikkmeter oljeekvivalenter (Sm3 o.e.).

Som figuren viser, er 71 % av ressursene lokalisert i Nordsjøen, 15 % i Norskehavet og 14 % i Barentshavet.

Disse ressursene er forventet å gi en produksjonsutvikling frem til 2040 som vist i figur 3.2



Figur 3.1 SDØE ressurser (741 millioner Sm3 o.e.)



Figur 3.2 Produksjonsforventning SDØE-porteføljen til 2040 (millioner SM3 o.e./ år)

I 2026 forventes en total produksjon fra SDØE på over 60 millioner Sm3 o.e., noe som tilsvarer om lag 1 million fat o.e. per dag. Etter 2026 forventes gradvis fall i total produksjon, særlig for olje. Gassproduksjonen antas å forbli relativt stabil før den begynner å falle mot 2030. Samtidig forventes gass å utgjøre en økende andel av den samlede produksjonen. Nye utbyggingsprosjekter samt kontinuerlig produksjonsboring på flere felt bidrar imidlertid til å motvirke det naturlige produksjonsfallet i porteføljen.

Petoro har satt seg et langsiktig mål om å produsere 500 millioner Sm3 o.e. fra porteføljen fra i dag til 2035. Arbeidet med å dempe produksjonsnedgangen gjennom nye funn, samt utvikling og akselerering av ressurser i høyere ressursklasser, vil være sentralt de kommende årene.

3.2 Investeringer og driftskostnader

Investeringer

Totale investeringer i 2026 anslås til 36 milliarder kroner og forventes å øke til 40 milliarder kroner i 2028, før de gradvis avtar over tid. Flere pågående utbyggingsprosjekter, herunder Irpa, Troll fase 3 trinn 2, Snøhvit Future, Oseberg OGP og Johan Sverdrup fase 3, forventes ferdigstilt i løpet av de nærmeste årene.

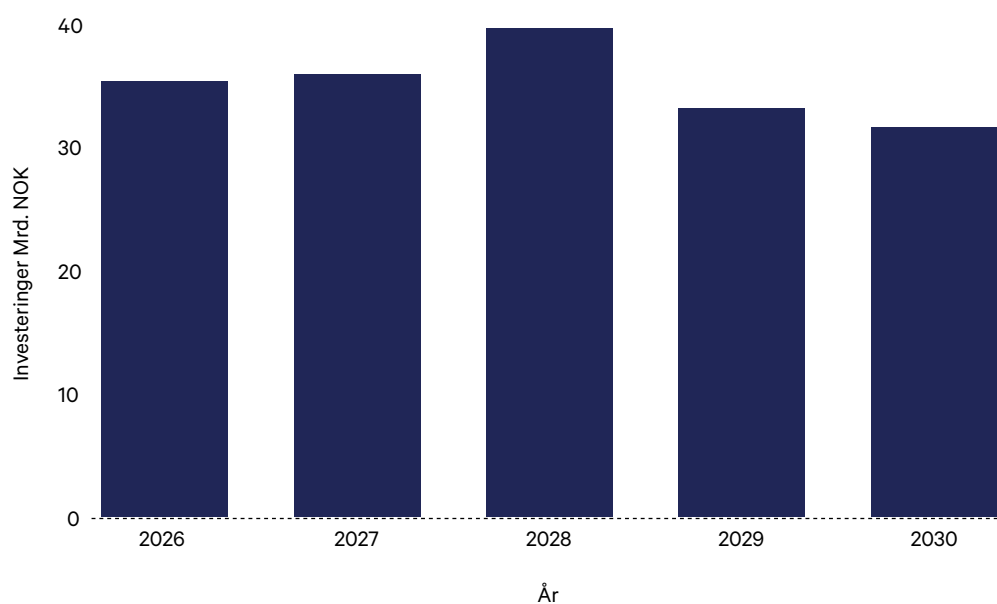
I tillegg vil forventet utbygging av funn som Wisting, Linnorm og Grosbeak, samt videreutvikling av modne felt og pågående elektrifiseringsprosjekter, bidra til et høyt investeringsnivå frem mot 2030. Kontinuerlig produksjonsboring på modne felt understøtter et vedvarende betydelig investeringsnivå. Forventet investeringsutvikling fram mot 2030 er vist i figur 3.3.

Av investeringene utgjør RK 4–5 totalt 87 milliarder kroner de neste 5 årene, tilsvarende om lag 50 % av samlede investeringer på 180 milliarder kroner i samme periode.

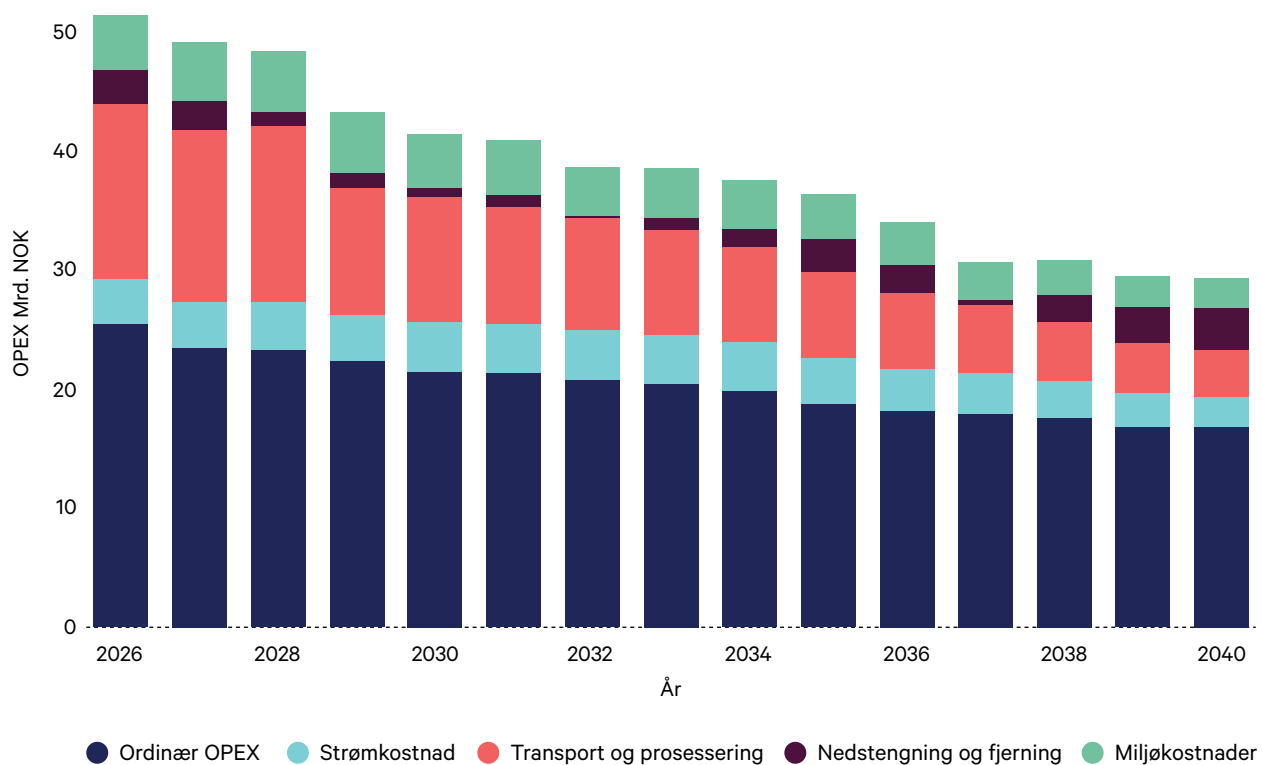
Driftskostnader

Totale driftskostnader er om lag 50 milliarder kroner i 2026 og forventes å falle de neste årene i reelle termer. I Figur 3.4 vises SDØE-porteføljens forventede driftskostnader

Som vist i figuren er driftskostnader, eksklusive miljøkostnader og nedstengning, estimert til i overkant av 40 milliarder kroner (2026-kroner) frem til 2028, før de avtar. Nedgangen etter 2028 skyldes i hovedsak reduserte tariffutgifter etter utløpet av konsesjonsperioden for Gassled.



Figur 3.3 Forventede SDØE investeringer til 2030 (milliarder 2026-kroner)



Figur 3.4 Forventede SDØE driftskostnader til 2040 (milliarder 2026-kroner)





4. Kontantstrømmer

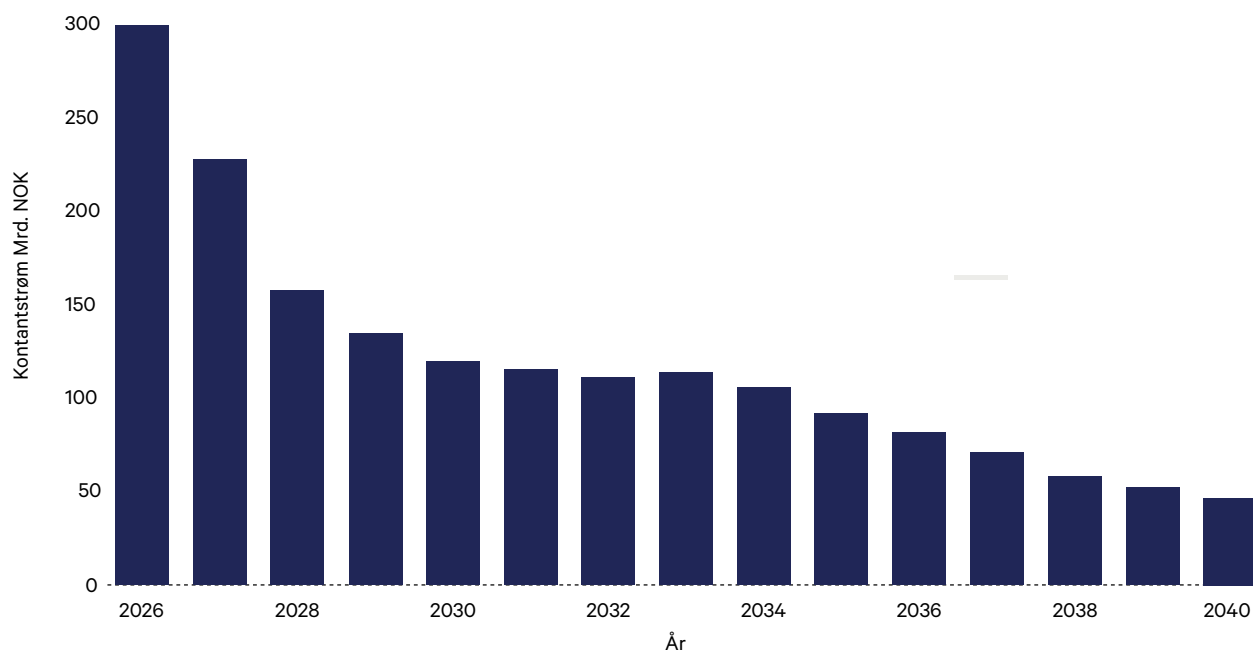
Kontantstrømmer er beregnet med utgangspunkt i estimert fremtidig produksjon (kapittel 3.1), investerings- og driftskostnader (kapittel 3.2) samt angitte økonomiske forutsetninger (kapittel 5).

Figur 4.1 viser de forventede kontantstrømmene fra 2026 og fremover.

Det forventes svært høy kontantstrøm de neste 2–3 årene, drevet av høye prisforventninger. Dette gjelder særlig gassprisene, som i dag er høye i et historisk perspektiv.

På lengre sikt avtar kontantstrømmen gradvis som følge av noe lavere prisforventninger og fallende produksjon. Kontantstrømmen anslås likevel å ligge over 100 milliarder kroner årlig frem mot 2035. Ny produksjon fra investeringer knyttet til modning av ressurser i RK 4–9 bidrar til økt kontantstrøm etter 2030 og demper dermed fallet. Tariffinntekter utgjør samtidig en økende andel av inntektene, som følge av høyere eierandel i gassinfrastruktur.

For beregning av verdien av SDØE porteføljen brukes også forventede kontantstrømmer utover 2040.



Figur 4.1 Forventede SDØE kontantstrømmer til 2040 (milliarder 2026-kroner)

5. Økonomiske forutsetninger, avkastningskrav og modell

Petoros årlig oppdaterte økonomiske forutsetninger er lagt til grunn for verdsettelsen, herunder priser for olje, gass, NGL samt kraft og CO₂-kvoter. Inflasjonsforutsetninger inngår også som en del av disse oppdateringene og har betydning for verdisettingen. I Petoros årlige oppdatering innhentes vurderinger fra ulike eksterne analysemiljø.

I tillegg hensyntas flere ulike scenarier, deriblant scenariene til IEA i rapporten World Energy Outlook.

Tabell 3.1 viser prisforutsetningene for olje, gass og NGL benyttet i analysen.

Tabell 3.1 prisforutsetninger

Reelle 2026 priser/år	2026	2028	2030	2050
Olje USD/fat	83	70	70	70
Gass NOK/Sm3	6.0	3.4	3.1	3.1
NGL pris USD/ton	610	492	577	577

Avkastningskravet tilsvarer diskonteringsrenten som benyttes for å beregne nåverdien av fremtidige netto kontantstrømmer fra SDØE (og ikke porteføljens omsetningsverdi).

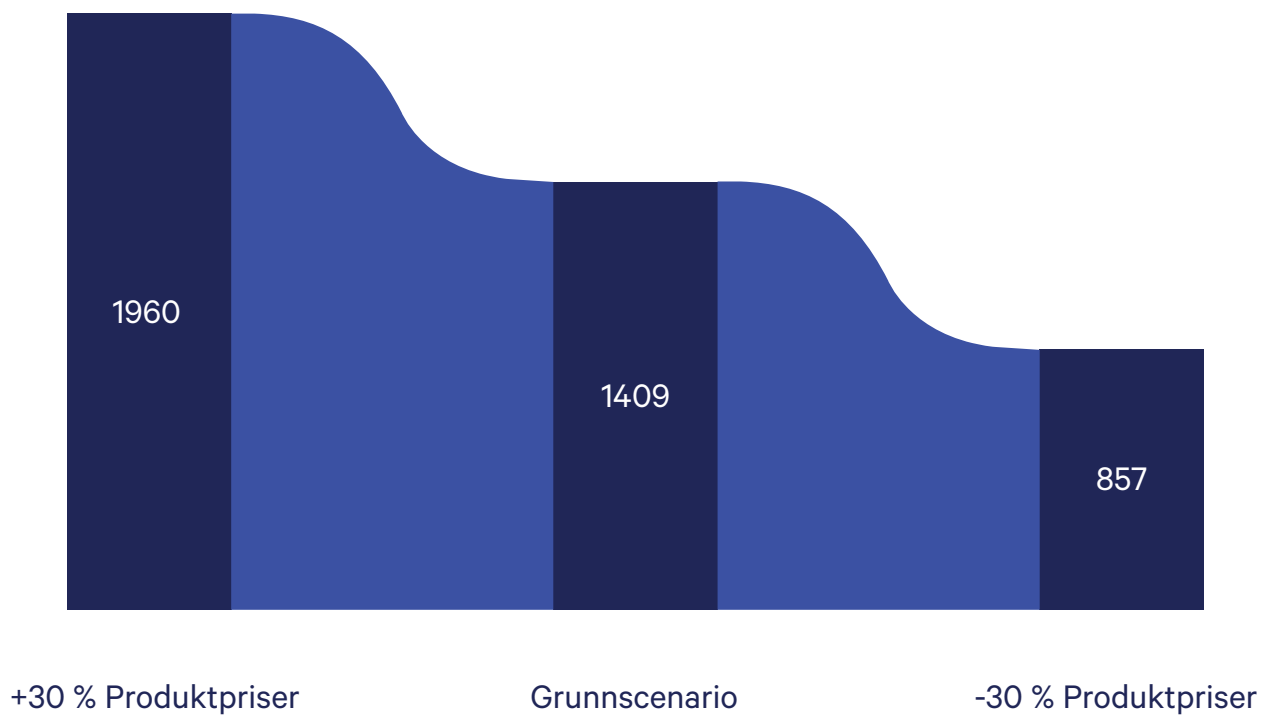
Det er lagt til grunn et reelt avkastningskrav på 7 prosent for olje og gass prosjekter. Dette er i tråd med forutsetningene som er benyttet i tidligere verdivurderinger, samt i eksterne vurderinger av

SDØE-porteføljen. Et uendret avkastningskrav bidrar til konsistens og bedre sammenlignbarhet mellom verdivurderinger over tid. Avkastningskravet for infrastruktur er satt til 5 prosent da det reflekterer et bedre estimat for beregning av markedsverdien på grunn av lavere systematisk risiko. Den økonomiske analysemodellen ARCAST er benyttet til å beregne porteføljeverdien, basert på de ovennevnte forutsetningene.

6. Prissensitivitet: Verdi endring SDØE porteføljen

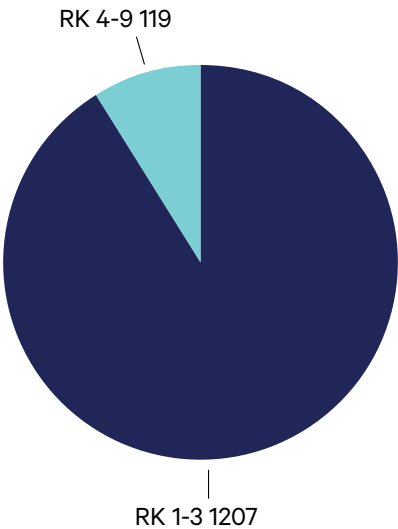
For å illustrere prisusikkerheten i porteføljeverdien er det beregnet verdiendringer basert på en justering av prisforventningene på ± 30 prosent. Figur 6.1 viser effekten av disse endringene. Ved en prisøkning på 30 prosent øker

verdien av SDØE-porteføljen til 1 960 milliarder kroner, mens en tilsvarende prisreduksjon på 30 prosent gir en verdi på 857 milliarder kroner.



Figur 6.1 Prissensitivitet: Verdiendring for SDØE porteføljeverdi (milliarder kroner)

7. Vedlegg: Relevante portefølgebilder



Figur 7.1 Estimert verdi av SDØE porteføljen fordelt på Ressursklasser (RK 1-3 og RK 4-9 i milliarder kroner).

Totalproduksjon MSm3 o.e.										
Troll	Snøhvit	Heidrun		Orme...		Snorre				
		3 %		3 %		3 %				
	8 %	Gullf...	Wis...	Åsg...		Vis...				
	Oseberg	2 %	2 %	2 %		2 %				
	5 %	Pros...	Br...	H...	M...	D...				
	Johan Sverdrup	2 %								
		Grane	Pe...	...	...	...	...			
	5 %	Linno...	Kvi...	T...	...					
	Johan Castberg									
		4 %	Tyrih...	Irpa						
44 %										

Figur 7.2 Produksjonsfordeling per felt (MSm3 o.e.)





