



OLJEDIREKTORATET

17.02.2021 | Rapportnr. OD-02-22

# **Ressursregnskapet for norsk kontinentalsokkel per 31. desember 2021**

---

Organisasjonsenhet	Lag
Teknologi, analyser og sameksistens	RessursregnskapogPrognoser
Ledelsesinvolvering	
Teknologi, analyser og sameksistens	
Kvalitetssikring	
RessursregnskapogPrognoser, Letestudier	
Kommentar	

## Innholdsfortegnelse

<b>1 Ressursregnskapet for norsk kontinentalsokkel 2021 .....</b>	<b>1</b>
1.1 Olje- og gassressurser på norsk kontinentalsokkel .....	1
1.1.1 Ressursutvikling .....	3
1.2 Olje- og gassressurser i norske havområder .....	3
<b>2 Oppdaga ressurser .....</b>	<b>5</b>
2.1 Felt .....	5
2.1.1 Reserver .....	5
2.1.2 Betinga ressurser i felt .....	6
2.1.3 Usikkerhet – felt .....	7
2.2 Funn .....	7
2.2.1 Betinga ressurser i funn .....	8
2.2.2 Mange små og noen større utbygginger .....	8
2.2.3 Usikkerhet – funn .....	10
2.2.4 Gjenværende oppdaga ressurser .....	10
<b>3 Uoppdaga ressurser .....</b>	<b>11</b>
3.1 Uoppdaga ressurser i åpna og uåpna områder .....	12
3.2 Uoppdaga ressurser i norske havområder .....	13
<b>4 Produksjon .....</b>	<b>15</b>
<b>5 Vedlegg .....</b>	<b>17</b>

## 1 Ressursregnskapet for norsk kontinentalsokkel 2021

### Hovedtrender:

- Økning i påviste ressurser.
  - De påviste ressursene har økt med 142 millioner standard kubikkmeter oljeekvivalenter ( $\text{Sm}^3$  o.e.) sammenlignet med fjorårets regnskap. 65 prosent av økningen er for gass.
- God reservetilvekst, spesielt for gass.
  - For brutto reserver er det i år en økning på 165 millioner  $\text{Sm}^3$  o.e. sammenlignet med regnskapet for 2020. Økningen kan hovedsakelig forklares med at det i 2021 er levert inn flere planer for utbygging og drift (PUD) og forlenget driftsperiode for flere felt.
- Estimater for totale uoppdaga ressurser er nær uendret.
  - OD har oppjustert estimatet for væskeressurser i Norskehavet og nedjustert estimatet for væske- og gassressurser i Barentshavet.

### 1.1 Olje- og gassressurser på norsk kontinentalsokkel

Olje- og gassressurser oppdages, funnene bygges ut som felt, dersom de er økonomiske og teknologisk drivverdige og oljen og gassen produseres og selges. Det gir et dynamisk ressursregnskap som endrer seg år til år.

I [Ressursregnskapet per 31.12.2021 \(Excel\)](#) er estimatene for de totale ressursvolumene (inkludert det som er solgt og levert) på norsk sokkel

- 8 309 millioner  $\text{Sm}^3$  olje
- 6 605 milliarder  $\text{Sm}^3$  gass
- totalt 15 864 millioner  $\text{Sm}^3$  o.e.
- det er økning på 97 millioner  $\text{Sm}^3$  o.e. i forhold til 2020

De totale estimatene for olje, væske (olje, kondensat og NGL), gass og totale petroleumsprodukter er vist i tabell 1-1 sammen med endringer fra ressursregnskapet i 2020. De påviste ressursene har økt med 142 millioner  $\text{Sm}^3$  o.e. sammenlignet med fjorårets regnskap. 65 prosent av økningen er for gass.

Volumene er gitt i oljeekvivalenter ( $1000 \text{ Sm}^3$  gass =  $1 \text{ Sm}^3$  o.e.).  
M = millioner (Mega), G= milliarder (Giga).

## Ressursregnskapet per 31.12.2021

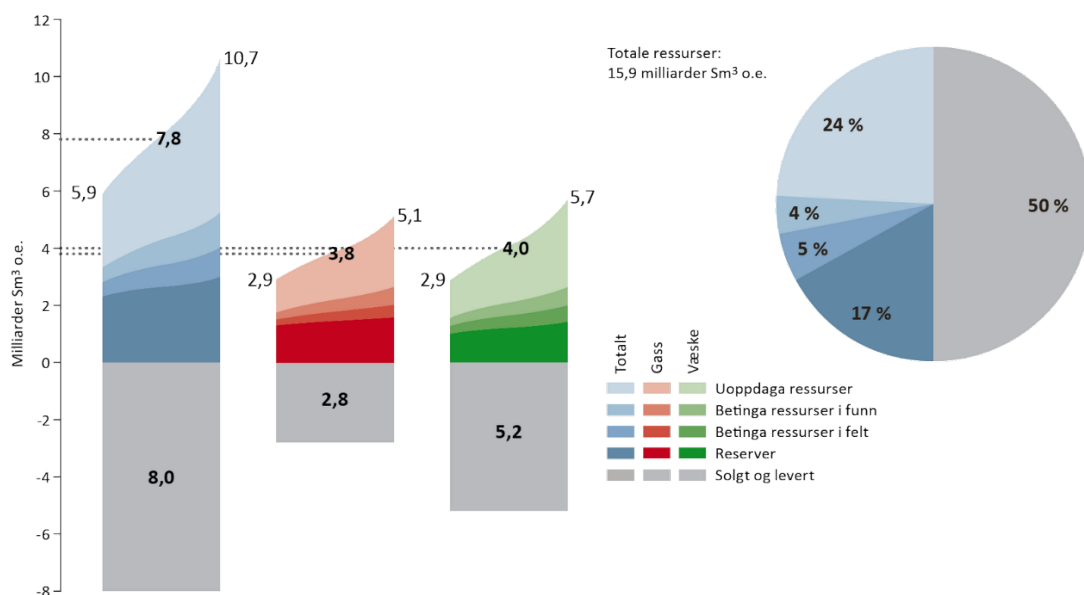
Tabell 1-1 Forventningsverdier for petroleumsressurser per 31. desember 2021 med endringer fra 2020.  
(Væske er olje, kondensat og NGL)

Produkt	Olje mill. Sm <sup>3</sup>		Sum væske mill. Sm <sup>3</sup>		Gass mrd. Sm <sup>3</sup>		Sum Oljeekvivalenter mill. Sm <sup>3</sup>	
	Total	Endring	Total	Endring	Total	Endring	Totalt	Endring
Solgt og levert	4 631	102	5 218	123	2 798	116	8 016	240
Reserver	1 045	-80	1 204	-83	1 449	8	2 653	-74
Betinga ressurser i felt	377	31	423	42	316	-26	739	16
Betinga ressurser i funn	322	-27	359	-34	307	-6	666	-39
<b>Totalt påviste ressurser</b>	<b>6 374</b>	<b>26</b>	<b>7 203</b>	<b>49</b>	<b>4 870</b>	<b>93</b>	<b>12 074</b>	<b>142</b>
<b>Gjenværende påviste ressurser</b>	<b>1 743</b>	<b>-76</b>	<b>1 985</b>	<b>-74</b>	<b>2 072</b>	<b>-23</b>	<b>4 058</b>	<b>-98</b>
Uoppdaga ressurser (åpne områder)	935	-5	1 025	-5	1 100	-40	2 125	-45
<b>Totalt åpne områder</b>	<b>7 309</b>	<b>21</b>	<b>8 228</b>	<b>44</b>	<b>5 970</b>	<b>53</b>	<b>14 199</b>	<b>97</b>
Uoppdaga ressurser (uåpne områder)	1 000	0	1 030	0	635	0	1 665	0
<b>Totalt</b>	<b>8 309</b>	<b>21</b>	<b>9 258</b>	<b>44</b>	<b>6 605</b>	<b>53</b>	<b>15 864</b>	<b>97</b>

I tabellen er petroleumsressursene delt i ressurskategorier, reserver, betinga ressurser og uoppdaga ressurser, dette er beskrevet i vedlegg.

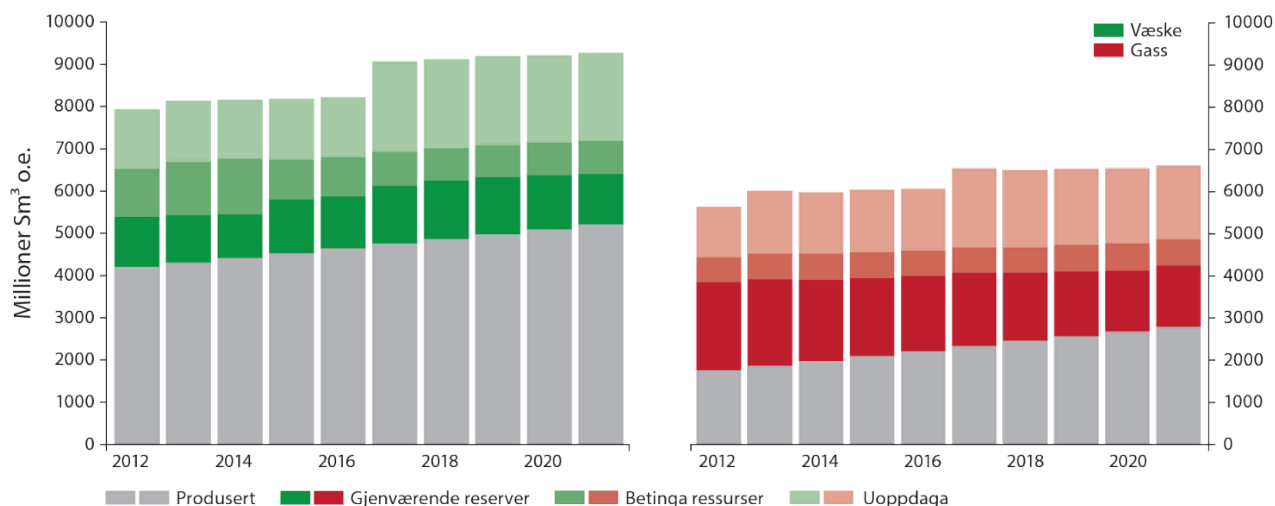
Oljedirektoratet estimerer uoppdaga ressurser både i areal som er åpna for petroleumsvirksomhet, og i områder som ikke er åpna. Disse estimatene inneholder de mengder petroleum som er anslått til å kunne bli utvunnet fra forekomster som ennå ikke er påvist ved boring.

Fordelingen av de gjenværende ressursvolumene i ressurskategorier sammen med volumet som er solgt og levert per 31.12.2021, vises i Figur 1-1. Midten av søylene viser forventet utvinnbart petroleum. Usikkerhet i totalestimatene er illustrert ved lavt estimat til venstre og høyt estimat til høyre i hver stolpe. Kakediagrammet til høyre viser at 50 prosent av de forventa utvinnbare ressursene på sokkelen er produsert, og at 24 prosent av de totale ressursene ennå ikke er funnet.



### 1.1.1 Ressursutvikling

Ressursestimater endres over tid. Ny informasjon og kunnskap endrer forventningsverdien og usikkerheten knyttet til de totale ressursene. Etter hvert som ressurser kartlegges, påvises, modnes og til slutt produseres, endres status. Figur 1.2 under viser endringene i estimatene for væske og gass de siste ti årene.



Figur 1-2 Utvikling i forventningsverdien for væske- og gassressurser de ti siste årene. Væske til venstre og gass til høyre.

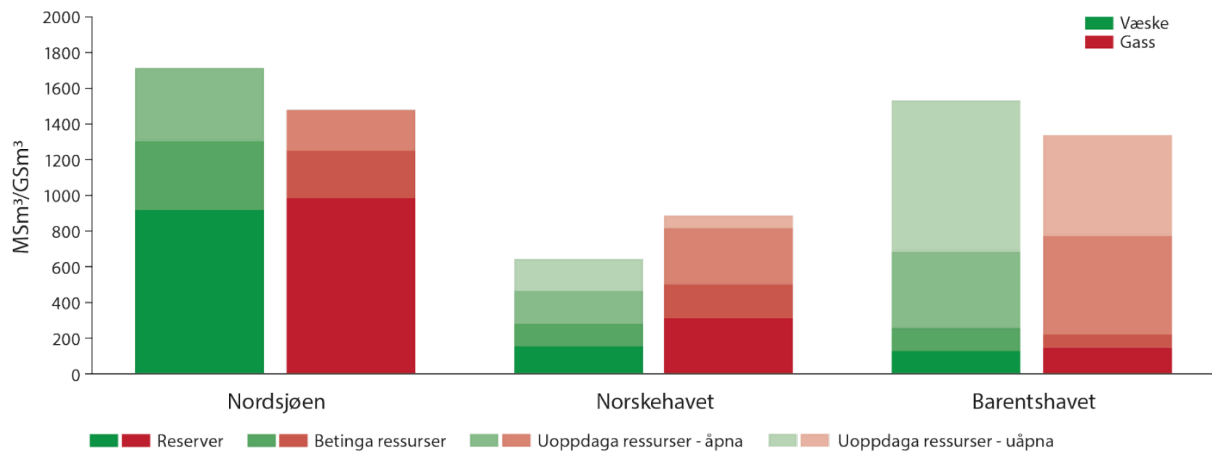
For gass har det vært en mindre økning i brutto reserver.

## 1.2 Olje- og gassressurser i norske havområder

De tre havområdene Nordsjøen, Norskehavet og Barentshavet er ulike både når det gjelder geologi, ressursbase, modenhet til og omfang av infrastruktur og kunnskap. Oversikt over ressursene i de tre havområdene finnes i [Ressursregnskapet per 31.12.2021 \(Excel\)](#).

I Nordsjøen har det vært petroleumsaktivitet siden 1965. Norskehavet og Barentshavet (områdene nord for 62. breddegrad) ble åpna for petroleumsvirksomhet i 1980. De gjenværende ressursene og fordelingen mellom oppdaga og uoppdaga ressurser i henholdsvis åpna og uåpna områder, er da forskjellig for de tre havområdene. Forventningsestimaterne kan sees i Figur 1-3, hvor fordelingen er vist for henholdsvis olje og gass. Usikkerheten i volumestimaterne avtar med økende modenhet, les mer i kapittel 3 om usikkerhet i de uoppdaga ressursene.

I Nordsjøen er hoveddelen av oljen og gassen definert som reserver, det vil si at de har godkjente planer for utvinning. I Barentshavet har hoveddelen av olje- og gassressursene status som uoppdaga. Store områder i Barentshavet er ikke åpna for petroleumsaktivitet, og det er her forventningsverdien til de uoppdaga ressursene er størst.



Figur 1-3 Fordeling av gjenværende væske- og gassressurser (forventningsverdier) fordelt på havområder og ressurskategorier. Væskeressursene er vist i grønt og gassressursene i rødt.

## 2 Oppdaga ressurser

### 2.1 Felt

I [ODs ressursklassifiseringssystem](#) blir olje- og gassressurser definert som reserver når operatøren har levert inn plan for utbygging og drift (PUD) eller besluttet å gjennomføre et tiltak for å optimalisere utvinningen som ikke krever PUD. Funn får betegnelsen felt når det foreligger en godkjent utbyggingsplan. Per i dag er over 100 felt i produksjon, under utbygging, eller har planer om re-utvikling.

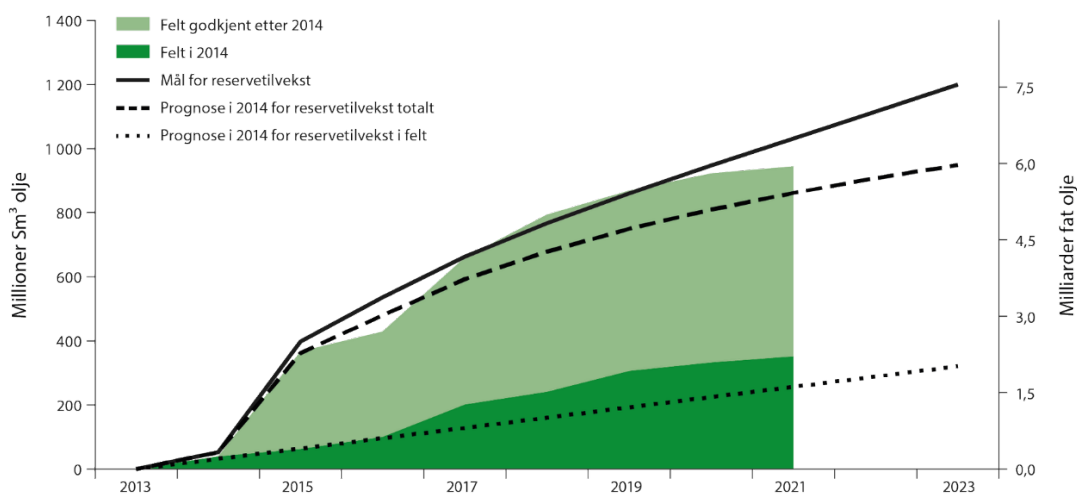
Feltene som har de største gjenværende oljereservene per 31.12.2021 er Johan Sverdrup (346 MSm<sup>3</sup>), Johan Castberg (90 MSm<sup>3</sup>) og Snorre (74 MSm<sup>3</sup>). De gjenværende gassreservene er størst i Troll (685 GSm<sup>3</sup>), Snøhvit (148 GSm<sup>3</sup>) og Ormen Lange (105 GSm<sup>3</sup>).

#### 2.1.1 Reserver

De samla gjenværende reservene er på 1 045 MSm<sup>3</sup> olje og 1 449 GSm<sup>3</sup> gass. I årets ressursregnskap er det god tilvekst av gassreserver, 125 GSm<sup>3</sup>. Det er den høyeste reservetilveksten av gass siden 2012. For væskeresservene er tilveksten mindre, 40 MSm<sup>3</sup>. Økningen kommer hovedsakelig av at selskapene besluttet og leverte flere PUD-er i 2021, og at reservene økte på flere felt på grunn av blant annet en forventning til forlenget driftsperiode. Reserveanslag og produksjon for hvert felt finnes i [Ressursregnskapet per 31.12.2021 \(Excel\)](#).

Oljedirektoratet etablerte i 2014 en målsetting om reservetilvekst for olje på 1 200 MSm<sup>3</sup> i perioden 2014-2023. Dette var for å sikre nødvendig fokus på reservetilvekst, og for samtidig å kunne følge opp utviklingen på en systematisk måte.

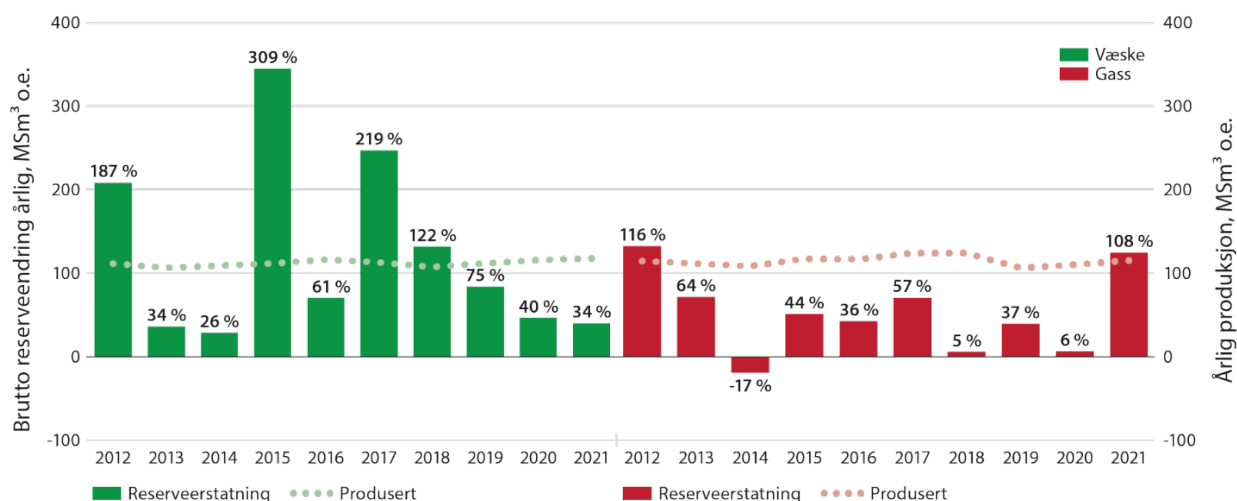
Reservetilveksten for olje fra 2013 til i dag er vist i Figur 2-1. Feltene som var godkjent utbygd eller i produksjon på norsk sokkel i 2014 har hatt en god reservetilvekst. De har allerede ved utgangen av 2021 modnet mer enn måltallet satt for 2023. En forutsetning for at målet skal nås er at ressursanslagene øker over tid. For funnene besluttet utbygd i perioden har det vært en positiv utvikling siden 2014.



Figur 2-1 Tilvekst i oljereserver fra 2014 til 2021 sammenlignet med ODs prognose og mål fra 2014. Tilveksten er fordelt på reserver som kommer fra felt og fra nye funn som er blitt satt i produksjon.



I figurene under vises endringene i reserver inkludert produserte mengder i perioden 2012 - 2021. De årene søylene overstiger produksjonen, vist med linjer, blir produksjonen erstattet av reservetilvekst. I den siste tiårsperioden har det vært en økning i væskereservene, for gass har det vært en reduksjon, se Figur 2-2.



Figur 2-2 Reserve- og produksjonsutvikling for væske og gass i siste ti-års periode, prosenttall viser årlig reserveerstatning

Det er produsert 1 120 millioner Sm<sup>3</sup> væske siden 2011, og regnskapet viser at det som gjenstår av reserver er 117 millioner Sm<sup>3</sup> mer enn i 2011. Det betyr at reserveerstatningen for væske har vært over 100 prosent de siste 10 årene, mens for 2021 ble 34 prosent av de produserte væskereservene erstattet.

Gassproduksjonen siden 2011 er 1 149 milliarder Sm<sup>3</sup>, og regnskapet viser at det som gjenstår av reserver er 622 milliarder Sm<sup>3</sup> mindre enn i 2011. Det gir en reserveerstatningen for gass i underkant av 50 prosent de siste 10 årene, mens for 2021 ble over 100 prosent av de produserte gassreservene erstattet.

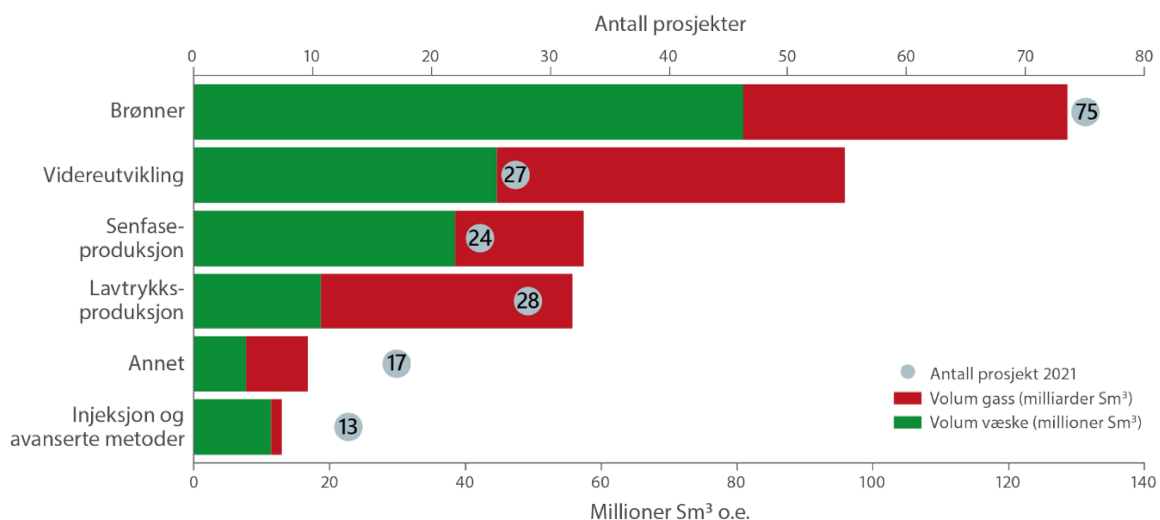
### 2.1.2 Betinga ressurser i felt

Forventningsverdien for betinga oljeressurser i felt er 377 MSm<sup>3</sup>, ref Tabell 1-1, det er en økning på 31 MSm<sup>3</sup> fra 2020. Økningen skyldes blant annet et prosjekt for senfaseproduksjon på Snorre.

For gass er forventningen 316 GSm<sup>3</sup>, og dette er en nedgang på 26 GSm<sup>3</sup> i forhold til 2020. Reduksjonen skyldes hovedsakelig modning av ressurser til reserver og innlevering av PUD-er blant annet for Ormen Lange fase 3 og for lavtrykksproduksjon på Oseberg.

I ressursregnskapet for 2021 inngår 184 konkrete, men ikke beslutta prosjekt for økt olje- og/eller gassproduksjon og forlenget levetid. Figur 2-3 viser disse prosjektene fordelt på prosjekttype med tilhørende ressurser vist i o.e.

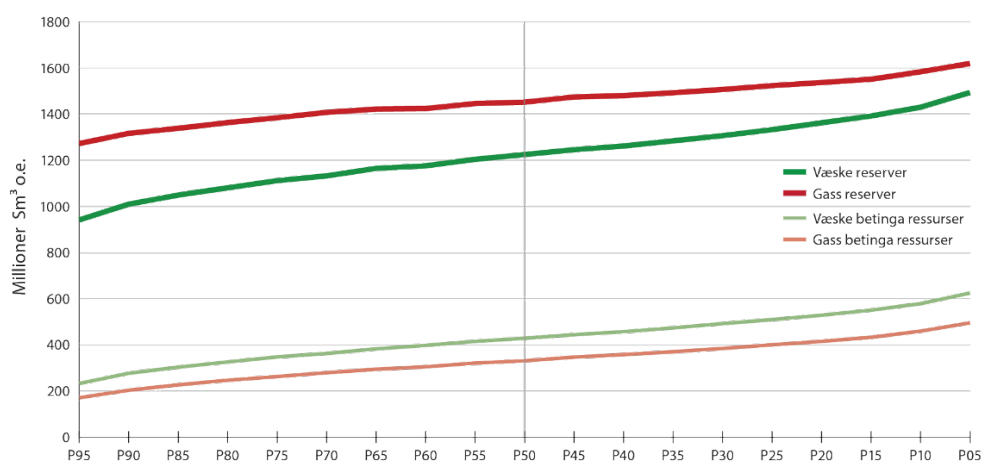
Prosjekt for å øke utvinningen domineres av nye brønner, både i antall prosjekt (75) og volum (ca 130 MSm<sup>3</sup> o.e.). Øvrige prosjekt som kan bidra mye er videreutvikling, da særlig havbunnsutbygginger med nye bunnrammer tilknyttet eksisterende innretninger, lavtrykks- og senfaseproduksjon. Det er identifisert færre tiltak der nye injeksjons- eller avanserte metoder tas i bruk.



Figur 2-3 Konkrete prosjekt for økt utvinning fra feltene, antall og ressurser

### 2.1.3 Usikkerhet – felt

Reserveestimatene bygger på gjennomarbeida planer. Likevel er det usikkerhet i estimatene, i gjennomføringen av planene og om alt blir produsert. Selv om reservene er knyttet til produksjon fra eksisterende felt, er det alltid en usikkerhet fordi både reservoaret og teknologien kan oppføre seg annerledes enn forventet. Usikkerhetsspennet er vist i Figur 2-4.



Figur 2-4 Usikkerheten i reserver og betinga ressurser i felt for væske og gass

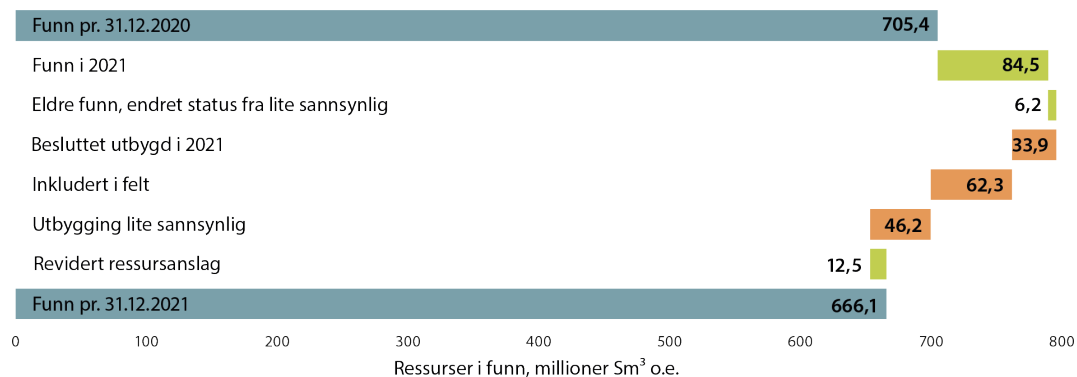
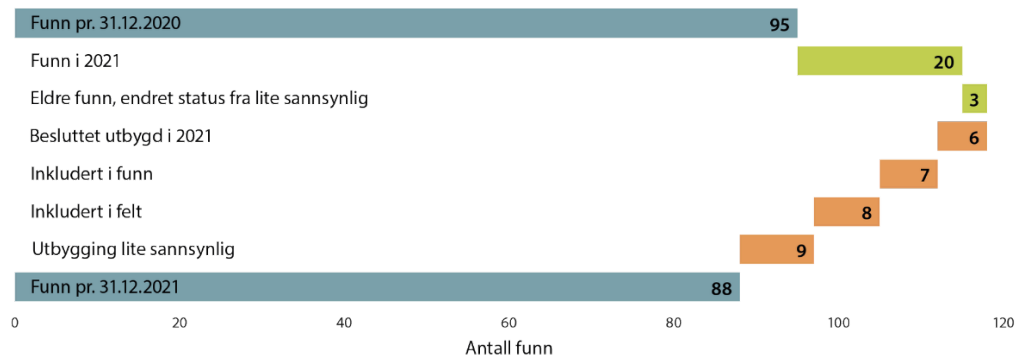
Figuren viser en sannsynlighetsfordeling for de ulike volumestimatene. Den lave enden er P95 estimatet (95 prosent sannsynlig at volumet er større enn denne verdien), og den høye enden er P5 estimatet (5 prosent sannsynlig at volumet er større enn denne verdien).

## 2.2 Funn

Det ble gjort 20 funn i 2021, hvorav 18 i letebrønner og 2 i utvinningsbrønner med letemål. 13 av funnene ble gjort i Nordsjøen, 4 i Norskehavet og 3 i Barentshavet.

Ved inngangen av 2021 bestod funnporteføljen av 95 funn. Ved utgangen av 2021 var dette tallet 88, selv om det i løpet av året ble gjort 20 nye funn, se figur 2-5.

Vurderinger om funn vil være lønnsomme å bygge ut vil variere over tid. Studier og tiltak kan føre til endring av statusen.



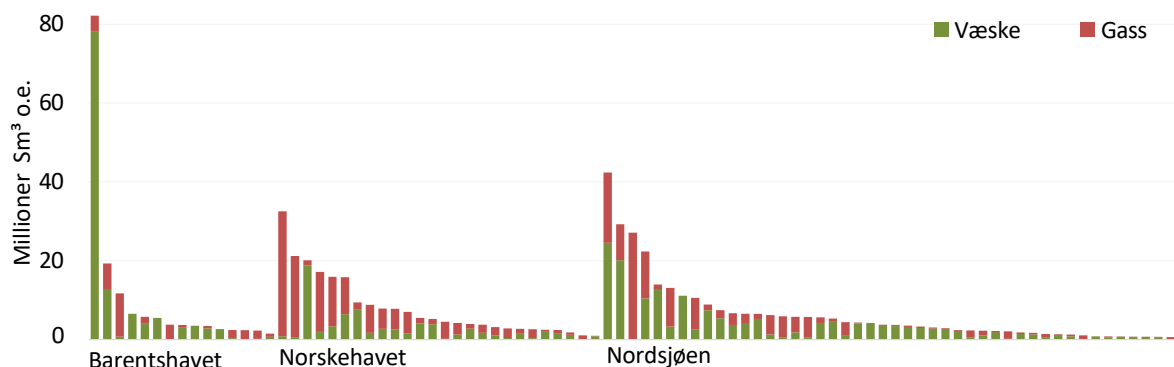
I tillegg til endringer knyttet til nye funn og ny kategorisering, oppdateres også anslagene over hva som kan utvinnes fra de ulike funnene. Det kan være nye studier av undergrunnen, endringer i konsept for utbyggingsløsning og forhold på vertsinnetningene. Av de 95 funnene som var i regnskapet per 31.12.2020 er 75 også med i årets regnskap. Anslaget for utvinnbare ressurser for disse er økt med 12,5 millioner Sm<sup>3</sup> o.e.

### 2.2.1 Betinga ressurser i funn

Totalt er det 359 MSm<sup>3</sup> væske (olje +kondensat + NGL) og 307 GSm<sup>3</sup> gass i funn som ikke er utbygd, ref tabell 1-1. Totalvolumet i funn er redusert med 39 MSm<sup>3</sup> o.e. i forhold til fjorårets regnskap. Reduksjonen skyldes i hovedsak at ressurser er modnet til reserver for flere funn.

### 2.2.2 Mange små og noen større utbygginger.

I Figur 2-7 er funnporteføljen i ressursregnskapet vist etter havområde og størrelse. I alle områdene er det enkelte større funn og flere små, og det er flest funn i Nordsjøen. Det største funnet er 7324/8-1 Wisting som ligger i Barentshavet. I Norskehavet er 6406/9-1 Linnorm størst, mens 30/11-8 S Krafla er det største i Nordsjøen.



Figur 2-7 Funnporteføljen i ressursregnskapet

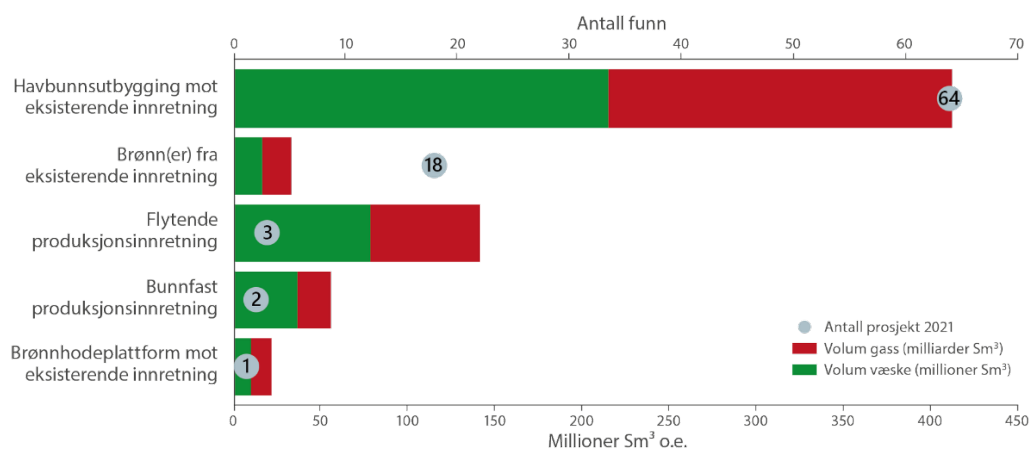
Figur 2-8,

planlegges det for mange flere innfasinger. Ny infrastruktur blir viktig for utviklingen av ressursene i området den etableres i. Den åpner opp for innfasing av funn som ennå ikke er gjort, i tillegg til eldre funn som det i dag ikke er lønnsomt å bygge ut.

For 83 av de 88 funnene i figuren planlegges det en utbyggingsløsning med innfasing til eksisterende felt eller til andre større utbyggingsprosjekt. Flere av dagens funn vil med stor sannsynligvis få felles løsninger eller bli innlemmet i feltene før en beslutning om utbygging blir tatt.

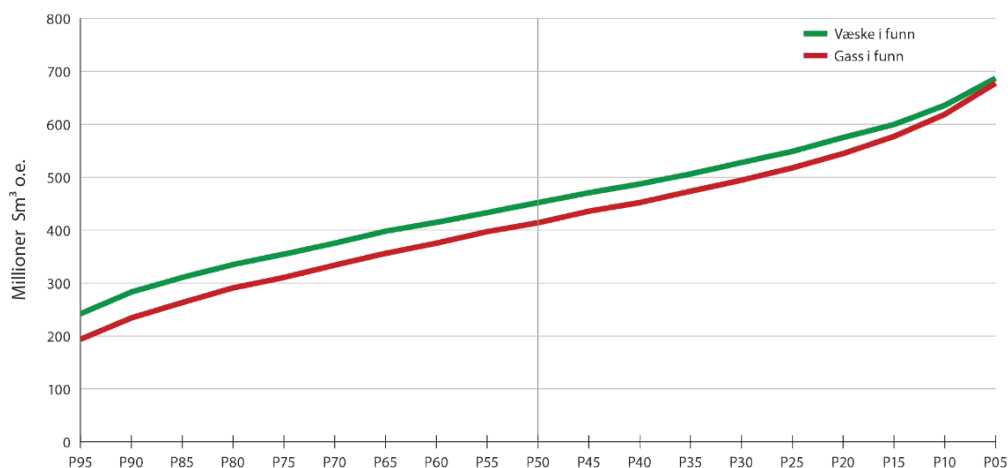
Den vanligste utbyggingsløsningen er havbunnsutbygginger. For 64 av funnene er dette det mest sannsynlige konseptet. En annen mulig løsning for mindre funn nær nok infrastruktur er å bruke ledige brønnsliiser på eksisterende felt. Totalt er det rapportert en slik løsning for 18 funn.

Begrepet produksjonsinnretninger brukes her om plattformer med separasjons- og prosessutstyr. Fem av funnene har slike innretninger som sannsynlig konsept. De benyttes i områder hvor det ikke er tilgang på tilstrekkelig kapasitet i eksisterende infrastruktur eller hvor avstandene er store. For å investere i slike innretninger må også ressursvolumene være relativt store, gjerne gjennom samordnet utbygging av flere mindre funn.



### 2.2.3 Usikkerhet – funn

Usikkerhetsspennet er vist i figuren under. Usikkerheten er større for ressursene i funn enn i felt, siden man ofte har færre data før et funn er utbygd og blir et felt. Det er mange årsaker til dette, blant annet mindre data om funnets størrelse, reservoaregenskaper og mulig teknologisk løsning.



### 2.2.4 Gjenværende oppdaga ressurser

Figuren under viser endring i gjenværende påviste ressurser fra av 2020 til 2021. En oppjustering i brutto reserver på 165 millioner Sm<sup>3</sup> o.e. og en liten økning i betinga ressurser på felt gjør at estimatet for totale oppdaga ressurser er redusert med knapt 100 MSm<sup>3</sup> o.e., selv om produksjonen har vært høy.

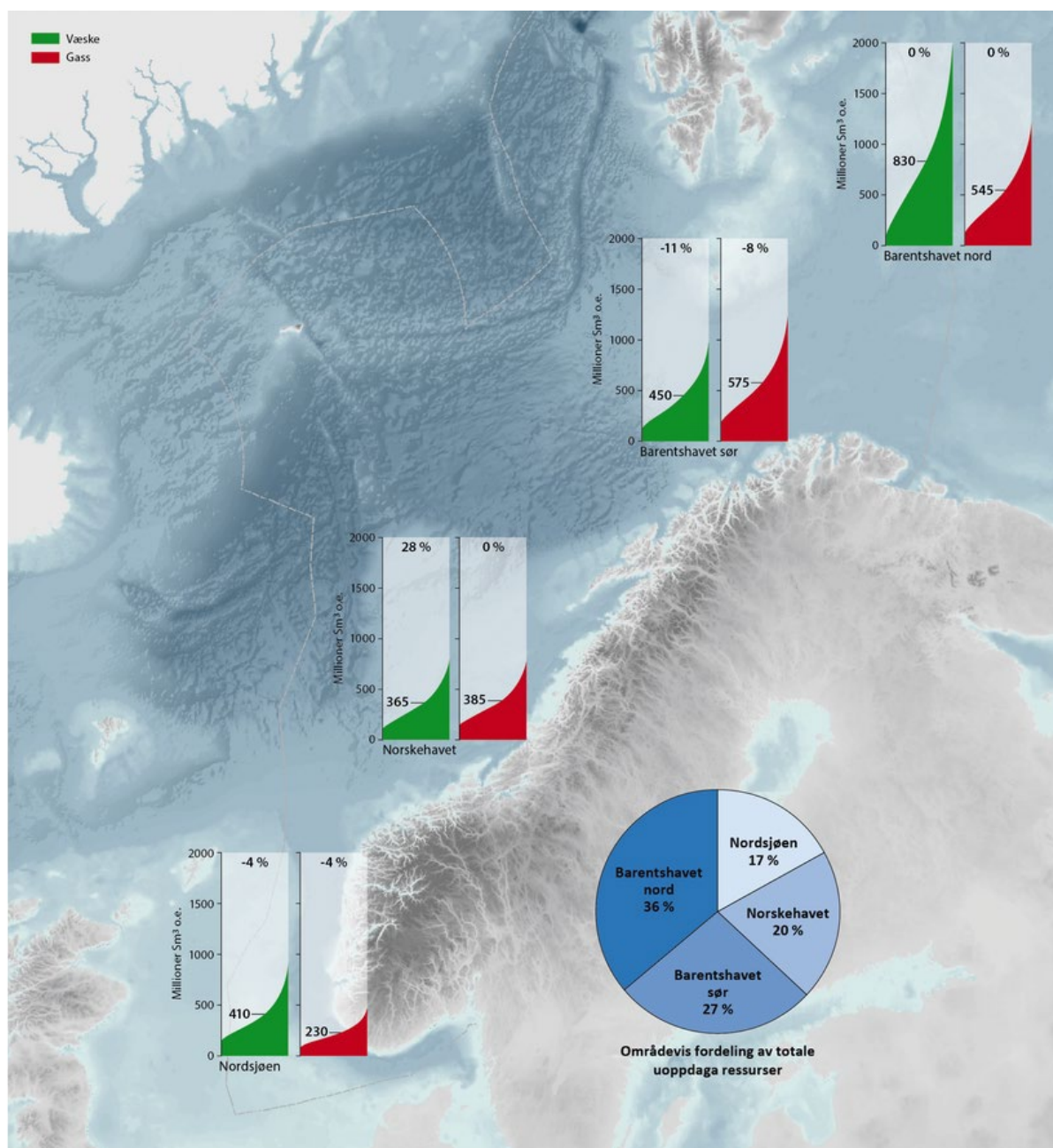


Figur 2-10 Oversikt over endringen i påviste ressurser fra 2020 til 2021

### 3 Uoppdaga ressurser

Uoppdaga ressurser er de mengder petroleum som er anslått til å kunne bli utvunnet fra forekomster som ennå ikke er påvist ved boring. Annet hvert år blir estimatene for uoppdaga ressurser i åpna områder oppdatert med vurdering av de siste års leterestulater, ny kartlegging og ny dokumentasjon. Anslagene ble sist oppdatert høsten 2021.

I mellomårene blir estimatene justert basert på siste års boreaktivitet. Estimaten for havområdene utenfor Lofoten, Vesterålen og Senja, samt Barentshavet nord og havområdet utenfor Jan Mayen er ikke blitt oppdatert. De er derfor uendret siden forrige ressursregnskap.



Figur 3-1 Fordeling av uoppdaga væske og gass i de ulike havområdene med usikkerhetsspenn.

Kakediagrammet i Figur 3-1 viser prosentvis fordeling mellom totale uoppdaga ressurser i hvert havområde. Over 60 prosent av de uoppdaga ressursene ligger i Barentshavet. I Barentshavet nord forventes det at det er dobbelt så mye uoppdaga væske som i de andre havområdene. Men det er her usikkerheten er størst, noe som reflekteres i det store spennet mellom høyt og lavt estimat. Potensialet for gass på norsk sokkel er også størst i Barentshavet. Det er fordelt noenlunde likt mellom sør og nord.

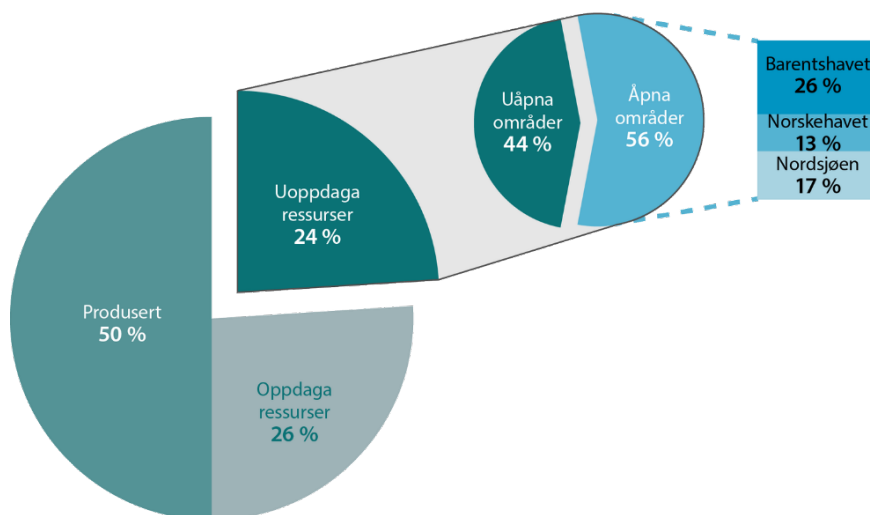
Det er likevel betydelige uoppdaga ressurser også i Nordsjøen og Norskehavet. I Nordsjøen forventes det at væske utgjør den største andelen, mens det er jevn fordeling mellom uoppdaga væske og gass i Norskehavet. Usikkerhetsspennet vist i Figur 3-1 er fra P95 til P05 i den estimerte sannsynlighetsfordelingen for ressursutfallet. Tallverdiene er angitt i Tabell 3-1. Prosenttallene vist over hvert usikkerhetsspenn viser endringen i forventning fra året før.

Tabell 3-1 Uoppdaga ressurser pr havområde med usikkerhetsspenn

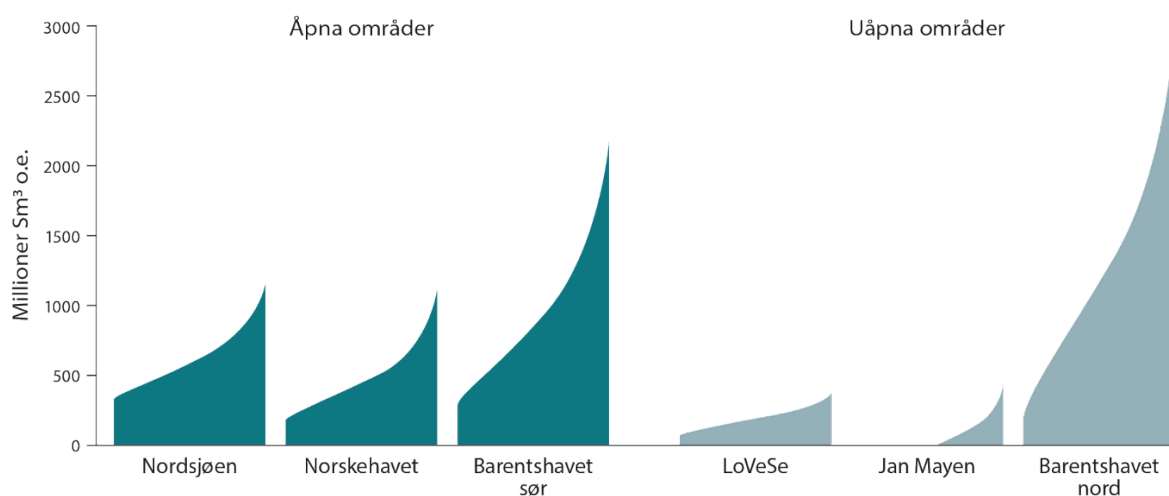
Havområde	Væske MSm <sup>3</sup>			Gass GSm <sup>3</sup>			Sum oljeekvivalenter MSm <sup>3</sup>		
	P95	Forventning	P05	P95	Forventning	P05	P95	Forventning	P05
Nordsjøen	185	410	710	110	230	380	360	640	990
Norskehavet	140	365	660	180	385	655	335	750	1 295
- Barentshavet sør	170	450	815	230	575	1 015	410	1 025	1 810
- Barentshavet nord	185	830	1 600	175	545	1 020	400	1 375	2 550
Barentshavet	545	1 280	2 155	580	1 120	1 770	1 180	2 400	3 865
<b>Totalt, norsk sokkel</b>	<b>1 200</b>	<b>2 055</b>	<b>3 025</b>	<b>1 100</b>	<b>1 735</b>	<b>2 465</b>	<b>2 400</b>	<b>3 790</b>	<b>5 385</b>

### 3.1 Uoppdaga ressurser i åpna og uåpna områder

OD forventer at uoppdaga ressurser utgjør 24 prosent av de totale ressursene på norsk sokkel. Av dette er 56 prosent i åpna områder. Disse fordeler seg med 26 prosent i Barentshavet, 13 prosent i Norskehavet og 17 prosent i Nordsjøen, som vist i Figur 3-2.



Figur 3-2 Fordeling av uoppdaga ressurser på åpna og uåpna områder



Selv om ressurspotensialet totalt er noe større i åpna områder, er oppsiden størst i uåpna del av Barentshavet (Barentshavet nord). Men det er også her usikkerheten er størst som vist i Figur 3-3. Ressursene i LoVeSe er fordelt mellom Norskehavet og Barentshavet sør.

Tabell 3-2 Uoppdaga ressurser per havområde, i åpna og uåpna områder.

Havområde	Alle områder			Åpna områder			Uåpna områder		
	Væske MSm <sup>3</sup>	Gass GSm <sup>3</sup>	Sum o.e. MSm <sup>3</sup>	Væske MSm <sup>3</sup>	Gass GSm <sup>3</sup>	Sum o.e. MSm <sup>3</sup>	Væske MSm <sup>3</sup>	Gass GSm <sup>3</sup>	Sum o.e. MSm <sup>3</sup>
Nordsjøen	410	230	640	410	230	640			
Norskehavet	365	385	750	185	315	500	180	70	250
- Barentshavet sør	450	575	1 025	430	555	985	20	20	40
- Barentshavet nord	830	545	1 375				830	545	1 375
Barentshavet	1 280	1 120	2 400	430	555	985	850	565	1 415
<b>Totalt, norsk sokkel</b>	<b>2 055</b>	<b>1 735</b>	<b>3 790</b>	<b>1 025</b>	<b>1 100</b>	<b>2 125</b>	<b>1 030</b>	<b>635</b>	<b>1 665</b>

### Nordsjøen

Estimatet for de uoppdaga ressursene i Nordsjøen er 640 MSm<sup>3</sup> utvinnbare o.e. Dette er fordelt på 410 MSm<sup>3</sup> olje og kondensat (væske) og 230 GSm<sup>3</sup> gass. Det er en nedgang på fire prosent fra forrige år både for væske og gassressurser. Denne reduksjonen er mindre enn de ressursmengdene som er påvist ved leting siden siste estimat. Dette betyr reelt sett at anslaget for gjenværende prospektivitet er mer positivt enn ved forrige estimat.

Selv i et modent område som Nordsjøen er det fremdeles betydelig usikkerhet i estimatene for uoppdaga ressurser, som illustrert i Figur 3.1. Figuren viser en sannsynlighetsfordeling hvor den lave enden er P95-estimatet (95 prosent sannsynlig at uoppdaga er større enn denne verdien) og den høye enden er P05-estimatet (5 prosent sannsynlig at uoppdaga er større enn denne verdien). Tallverdien angir forventningsverdien i fordelingen. Denne er normalt noe høyere enn P50-verdien.



Selv om man ikke kan utelukke at det kan gjøres større funn i Nordsjøen, forventes det at flesteparten av funnene vil være relativt små. Gjennomsnittlig funnstørrelse i Nordsjøen de siste fem årene er 3,6 MSm<sup>3</sup> utvinnbare o.e.

### **Norskehavet**

Estimatet for de uoppdaga ressursene i Norskehavet er 750 MSm<sup>3</sup> utvinnbare o.e. Dette er fordelt på 365 MSm<sup>3</sup> olje og kondensat og 385 GSm<sup>3</sup> gass. Det er en økning fra forrige år på 13 prosent og henholdsvis 22 prosent for væskeressursene og 5 prosent for gassressursene. Økningen er knyttet til letemodeller i tidligkritt og sentrias til mellomjura i de mer modne områdene i Norskehavet og reflekterer de siste årenes letesuksess i dette området. Gjennomsnittlig funnstørrelse i Norskehavet har økt de siste fem årene og er nå 6,2 MSm<sup>3</sup> utvinnbare o.e. I ressursestimatene for Norskehavet inngår også de uendra ressursvolumene i de uåpna områdene utenfor Lofoten og Vesterålen, og i havområdet rundt Jan Mayen. Disse utgjør om lag 33 prosent av det totale estimatet.

### **Barentshavet**

Estimatet for de uoppdaga ressursene i Barentshavet er 2400 MSm<sup>3</sup> utvinnbare o.e. Dette er fordelt på 1 280 MSm<sup>3</sup> olje og kondensat og 1 120 GSm<sup>3</sup> gass. Det er en nedgang på 4 prosent fra året før for både væske- og gassressursene. Reduksjonen er i sin helhet knyttet til Barentshavet sør, hvor reduksjonen er 11 prosent for væske og 8 prosent for gass. Reduksjonen er i stor grad knyttet til letemodeller i trias i de østlige delene av området. De siste års fem års leterresultater i Barentshavet har vært skuffende, med en gjennomsnittlig funnstørrelse på 3,9 MSm<sup>3</sup> utvinnbare o.e. Dette er hovedårsaken til nedjusteringen. I forrige fem års periode var tilsvarende tall 10,6 MSm<sup>3</sup> o.e.

I Barentshavet ligger 59 prosent av ressursene i områder som ikke er åpna for petroleumsvirksomhet, for det meste i Barentshavet nord. Det er i dette området hvor sannsynligheten for å gjøre nye store funn på norsk sokkel, er størst. Det er store usikkerheter knyttet til anslagene i disse områdene. I OD pågår det for tiden en geologisk kartlegging av Barentshavet nord basert på nye data som er samlet inn siden forrige kartlegging i 2016. Ressursestimatene for dette området vil bli oppdatert i løpet av 2022.

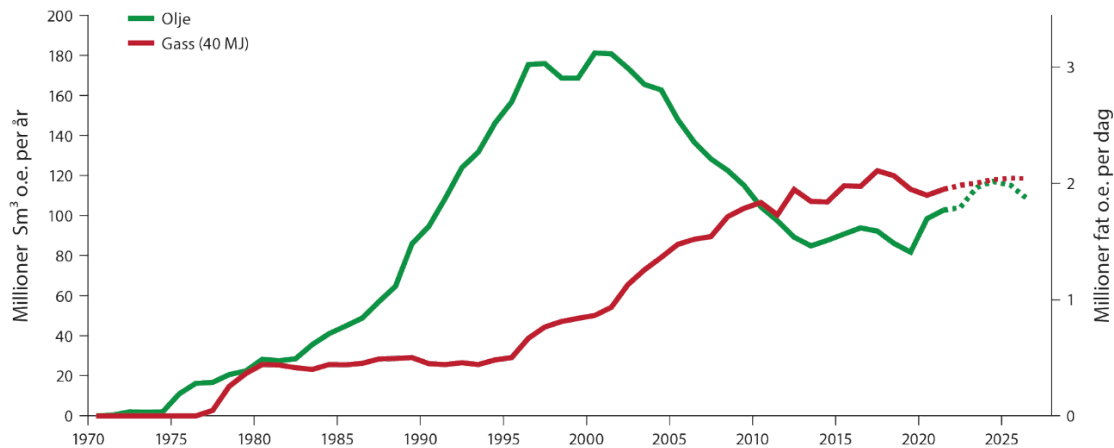
## 4 Produksjon

Totalt er det solgt 8 000 millioner Sm<sup>3</sup> oljeekvivalenter (o.e.) fra norske felt. De årlige verdiene for olje og gass er vist i Figur 4-1. De siste ti årene har det blitt solgt mer gass enn olje målt i o.e. I perioden 1985 – 2010 var produksjonen av olje betydelig høyere enn av gass.

Ved årsskiftet hadde 94 felt status «i produksjon» på norsk sokkel. I 2021 startet produksjonen på fem felt; Duva, Martin Linge, Solveig, Yme og Ærfugl Nord. Ingen felt stengte ned i 2021.

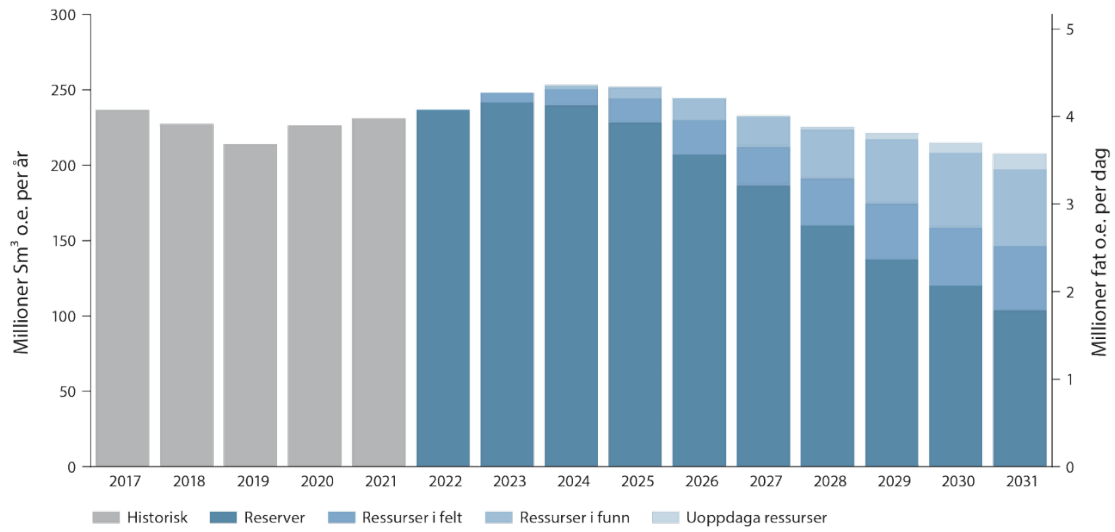
Det er lagt til grunn at 88 ikke beslutta funn kommer i produksjon. Samlet ressursanslag for disse er 666 MSm<sup>3</sup> o.e., med fordelingen 54 prosent væske og 46 prosent gass.

Oljeproduksjonen antas å nå en ny topp rundt 2024-2025 på rundt 2 millioner fat per dag. Det er i overkant av 60 prosent av nivået ved årtusenskiftet. Gassalget har vært på et relativt høyt nivå de siste ti årene og forventes å ligge på dette nivået frem mot 2026.



Uten nye felt eller større investeringer på eksisterende felt, vil produksjonen fra norsk sokkel falle. Som følge av høy utbyggingsaktivitet de siste årene er det ventet at produksjonen vil øke på kortere sikt. Feltene som kommer i drift, kompenserer på kort sikt for lavere produksjon fra aldrende felt. Produksjonsnivået på lengre sikt er usikkert. Det avhenger blant annet av hvilke tiltak som blir gjennomført på feltene, hvilke funn som blir besluttet utbygd og når de kommer i produksjon. Nye funn, hvor store de er og hvordan og når de bygges ut, vil også påvirke produksjonsnivået på lengre sikt.

Historisk totalproduksjon og prognose frem til 2031, fordelt på modenhet av ressursene, er vist i Figur 4-2.



## 5 Vedlegg

Omregningsfaktorer og benevnelser:

<https://www.npd.no/om-oss/informasjonstenester/omregningsfaktorar/>

ODs ressursklassifisering og definisjoner:

[https://www.npd.no/globalassets/1-npd/regelverk/tematiske-veiledninger/ressursklassifisering\\_n.pdf](https://www.npd.no/globalassets/1-npd/regelverk/tematiske-veiledninger/ressursklassifisering_n.pdf)

Ressurskategorier:

- ✓ Ressurser er et samlebegrep for all olje og gass som kan utvinnes.
- ✓ Ressursene blir klassifisert etter hvor modne de er, det vil si hvor langt de er kommet i planleggingsfasen fram mot produksjon.
- ✓ Reserver er utvinnbare petroleumsmengder som ikke er produsert, men som det er vedtatt at skal produseres
- ✓ Hovedklassene er reserver, betingede ressurser og uoppdaga ressurser

Letemodeller og metode for beregning av uoppdaga petroleumsressurser:

<https://www.npd.no/fakta/geologi/letemodeller/>