

FAKTA 2014

NORSK PETROLEUMSVERKSEMD



Omslag: Det første oljefeltet i Nordsjøen, Ekofiskfeltet, kom i produksjon alt i 1971. Etter den tid er feltet utvikla i fleire omgangar. Gamle innretningar er fjerna og nye er installert for å gjere Ekofisk rusta til nye 30–40 år med produksjon. Dette biletet viser feltet slik det framstår i dag, etter at tre nye innretningar blei plasserte der sommaren 2013
(Foto: Kjetil Alsvik/ConocoPhillips)



Nye native apper for Android og Windows Phone er nå tilgjengelig

- Alle felt
- Alle brønner
- All produksjon
- Alle operatører
- Alle lisenshavere
- Nyheter, kart og mer



www.oilfacts.no



FAKTA 2014

NORSK PETROLEUMSVERKSEMD

Redaktør:
Yngvild Tormodsgard, Olje- og energidepartementet

Design: Artdirector/Klas Jønsson
Papir: Omslag: Galerie art silk 250 g, materie: Arctic silk 115 g
Grafisk produksjon: 07 MEDIA
Trykk: 07 MEDIA
Opplag: 13 500 nynorsk og 12 000 engelsk
Publikasjonskode: Y-0103/15 N

Forside: Ekofiskfeltet i Nordsjøen
(Foto : Kjetil Alsvik/ConocoPhillips)

ISSN 1504-3398





Tord Lien Olje- og energiminister

Olje- og energiminister

2013 gjekk inn i rekka av gode år i den norske petroleumsverksemda. Aktivitetsnivået er høgt. Det blir leitt, det blir funne, det blir utbygt og produsert. Norsk olje og gass finn vegen til betalingsvillige kundar over heile verda. I tiår har norsk petroleumsverksemd vore Noregs største næring og bidratt med massiv verdiskaping, vesentleg sysselsetting og ringverknader i lokale miljø.

Med andre ord har vi mykje å vere stolte av. Eit effektivt og godt fundert rammeverk stimulerer selskapa på sokkelen til å fatte dei avgjerdene som skaper størst verdi for fellesskapet. Leverandørindustrien vår er konkurransedyktig, kunnskapstung og blant dei beste i verda på sine felt. Vi har ein miljøeffektiv petroleumsproduksjonen og eit rykte som ein stabil og sikker leverandør av olje og gass til marknadene.

Røyndomen i dag gir likevel ikkje rom for kvileskjer. For at størst mulege verdjar skal skapast frå olje- og gassressursane våre, må vi stadig bli betre. Vi må ta framtidens utfordringar på alvor. Dette skal vi gjere med klare spelereglar og stadig tilgang på nye lovande areal. Føreseielege rammevilkår, også på skatte- og avgiftssida, bidrar til god ressursforvaltning og legg til rette både for auka utvinning frå eksisterande felt og for utbygging av mindre funn.

Kostnadsnivået på norsk sokkel har vakse det siste året. Trass i nye område og spennande funn er store delar av norsk sokkel i ferd med å modnast. Dette set lønnssemda i prosjekter og for selskap under press. Næringa må ta grep for å halde kontroll på kostnadene. Å lykkast med dette er avgjerande for leve opp til resultatata frå 2013.

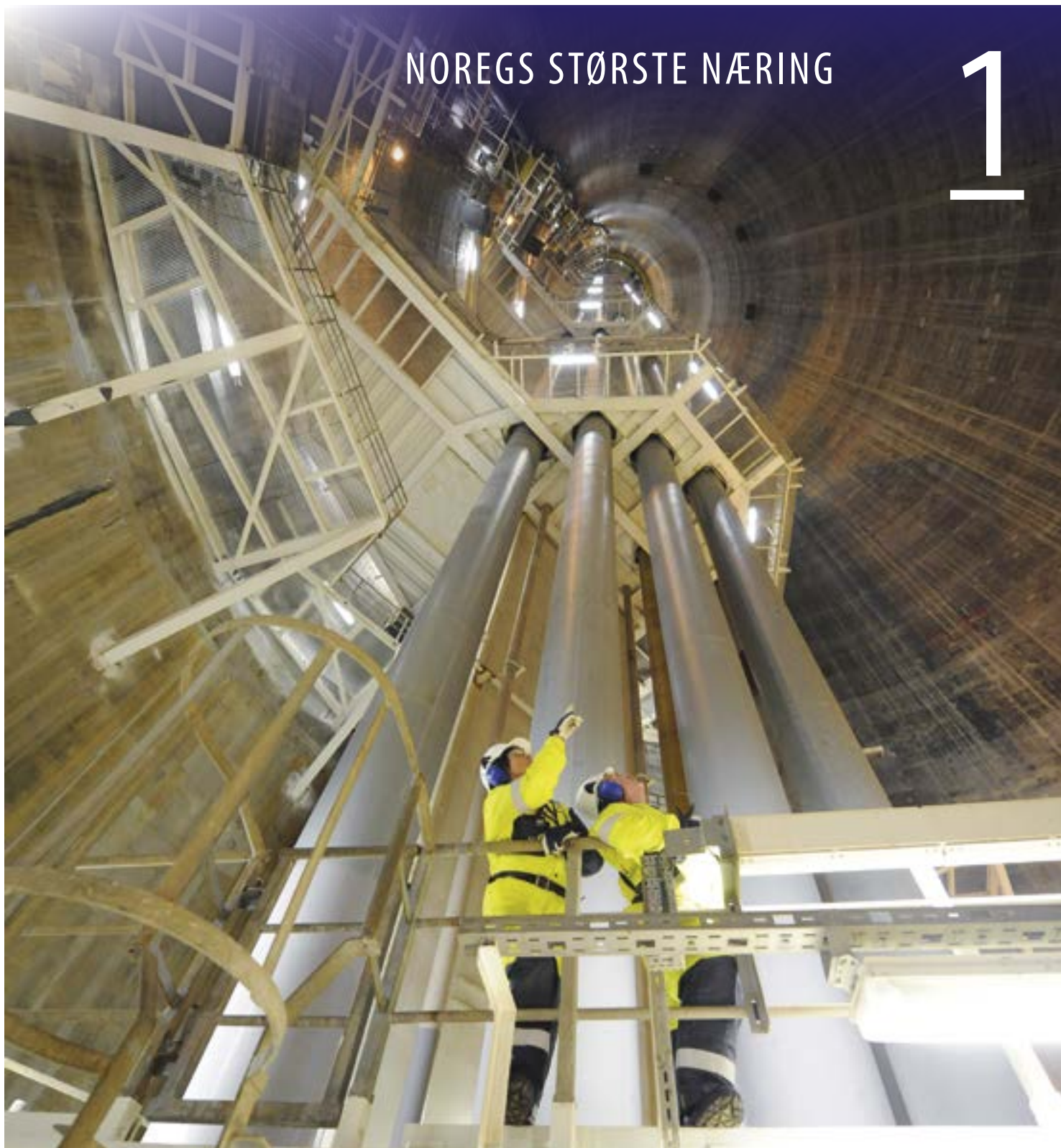
Målet med petroleumpolitikken er å få størst mulege verdjar ut av ressursane på norsk sokkel; til det beste for fellesskapet. For å oppnå dette må alle involverte aktørar gi det beste av seg sjølv. Innanfor klare rammevilkår frå styresmaktene skal vi saman arbeide smartare, meir effektivt og velorganisert. Vi må sørge for kunnskapsutvikling, innovasjon og ny teknologi. Då, og bare då, står vi rusta for framtida.

INNHALD

Forord	5	Utslepp frå petroleumsverksemda.....	47
		<i>Utslepp av klimagassar</i>	48
		<i>Andre utslepp til luft</i>	49
		<i>Driftsutslepp til sjø</i>	50
		<i>Akutte utslepp</i>	51
1. Noregs største næring	9	5. Leverandørindustrien	53
Norsk petroleumshistorie.....	10	<i>Utvikling og sysselsetjing</i>	54
Petroleumsverksemda i dag.....	12	<i>Omsetning</i>	54
<i>Verknaden for Noregs økonomi</i>	12	<i>Leveransar i heile verdikjeda</i>	55
<i>Selskapa på sokkelen</i>	13	<i>Internasjonal suksess</i>	56
<i>Produksjon</i>	13	6. Framtida for petroleumsverksemda	57
<i>Kostnader</i>	14	Forskning i olje- og gassverksemda.....	58
2. Den norske kontinentalsokkelen	15	<i>PETROMAKS 2</i>	58
Område på norsk sokkel.....	16	<i>DEMO 2000</i>	58
<i>Den sørlege delen av Nordsjøen</i>	17	<i>PETROSENTER – Forskingssenter for petroleum</i>	59
<i>Den midtre delen av Nordsjøen</i>	18	<i>Andre forskingsprogram</i>	59
<i>Den nordlege delen av Nordsjøen</i>	19	Ei næring for framtida.....	59
<i>Norskehavet</i>	21	Vedlegg	61
<i>Barentshavet</i>	21	Vedlegg 1: Historisk statistikk.....	62
Petroleumsressursane.....	22	Vedlegg 2: Petroleumsressursane.....	65
<i>Reservar</i>	23	Vedlegg 3: Rørleidningar og landanlegg.....	74
<i>Avhengige ressursar</i>	23	Vedlegg 4: Omrekningfaktorar.....	77
<i>Uoppdaga ressursar</i>	23		
<i>Nordsjøen</i>	23		
<i>Norskehavet</i>	23		
<i>Barentshavet</i>	24		
3. Rammeverk og organisering	27		
Juridisk rammeverk.....	28		
Statleg organisering.....	29		
Statens inntekter frå petroleumsverksemda.....	30		
4. Den norske petroleumsindustrien – frå brønn til kunde	33		
Leiteverksemda.....	34		
<i>Leitepolitikk i modne og umodne område</i>	34		
Utbygging og drift.....	38		
<i>Effektiv produksjon av petroleumsressursane</i>	38		
<i>Auka utvinning i modne område</i>	39		
<i>Auka ressursuttak</i>	39		
<i>Effektiv drift</i>	40		
<i>Nye funn – effektiv utnytting av infrastruktur</i>	40		
<i>Opprydding etter at produksjonen er avslutta</i>	42		
Energimarknaden.....	42		
<i>Utviklinga i pris</i>	43		
<i>Olje</i>	43		
<i>Naturgass</i>	44		
Gasseksport frå norsk sokkel.....	45		
<i>Organisering av gasstransportssystemet</i>	47		
<i>Regulert tilgang til transportssystemet</i>	47		

NOREGS STØRSTE NÆRING

1



Frå Troll A-plattformen som står på havbotnen 303 meter under havoverflata. Naturgassen frå Troll A blir send til Kollsnes i Hordaland for prosessering
(Foto: Harald Pettersen, Statoil)

Petroleumsværksemda har vore sentral for framveksten av dagens velferdssamfunn. At næringa skulle få så stor påverknad på norsk økonomi var det få som trudde då dei første utvinningsløyva blei delt ut midt på 1960-talet. 50 år seinare er det framleis høg aktivitet på norsk sokkel, og i dag er næringa den største og viktigaste i landet målt i verdiskaping, statlege inntekter og eksport. I dette kapitelet kan du lese meir om den eventyrlege norske petroleumshistoria og om kva som skjer på norsk sokkel i dag.

Norsk petroleumshistorie

Det er om lag 50 år sidan det blei starta opp petroleumsværksemd på norsk sokkel og fleire av dei tidlege felta er framleis i produksjon. Eventyret starta i Nordsjøen og har gradvis flytt seg nord-over etter kvart som kunnskapen har auka.

Ved utgangen av 1950-åra var det svært få som trudde at norsk kontinentalsokkel skjulte olje- og gassrikdommar. Men gassfunnet i Groningen i Nederland i 1959 førte til ny optimisme om petroleumspotensialet i Nordsjøen.

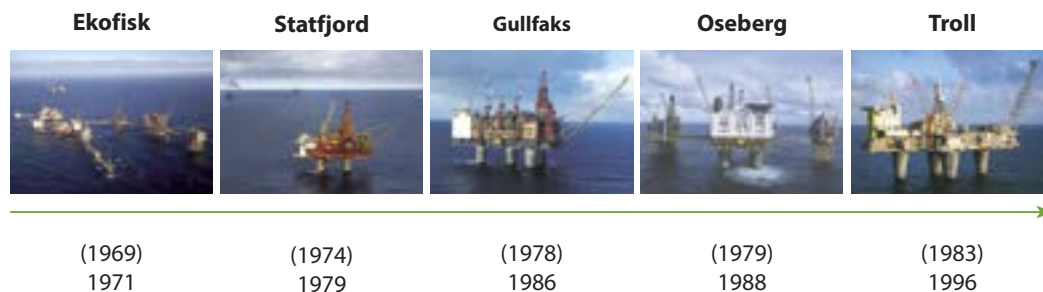
I oktober 1962 sende Philips Petroleum eit brev til styresmaktene i Noreg og bad om løyve til å leite i Nordsjøen. Selskapet ville ha utvinningsløyve for dei delane av Nordsjøen som låg på norsk kontinentalsokkel. Tilbodet var på 160 000 dollar per måned, og blei sett som eit forsøk på å få eksklusive rettar. Norske styresmakter ville ikkje overlata heile sokkelen til eitt selskap. Dersom områda skulle bli opna for leiting, måtte fleire selskap inn.

I mai 1963 proklamerte regjeringa suverenitet over den norske kontinentalsokkelen. Ei ny lov slo fast at staten var grunneigar, og at berre Kongen (regjeringa) kunne gi løyve til leiting og utvinning. Sjølv om Noreg hadde proklamert suverenitet over store havområde, stod det att nokre viktige avklaringar om avgrensing av kontinentalsokkelen, først og fremst mot Danmark og Storbritannia. I mars 1965 blei det gjort avtalar om avgrensing av kontinental-

sokkelen på basis av midtlinjepriinsippet. Den første konsesjonsrunden blei kunngjord 13. april 1965. Det blei tildelt 22 utvinningsløyve for 78 blokker. Den første leitebrønne blei bora sommaren 1966, men viste seg å vere tørr.

Med funnet av Ekofisk i 1969 begynte det norske oljeeventyret for alvor. Produksjonen frå feltet tok til 15. juni 1971, og i åra etter blei det gjort fleire store funn. I 1970-åra var leiteværksemda konsentrert om Nordsjøen. I 1979 blei det opna for petroleumsværksemd også nord for 62. breddegrad. Gradvis blei det sett i gang leiteværksemd. I kvar konsesjonsrunde blei det berre kunngjort eit avgrensa tal blokker, og dei områda som såg mest lovande ut blei undersøkte først. Det førte til funn i verdsklasse, og produksjonen frå den norske kontinentalsokkelen har vore dominert av desse store felta. Dei fekk namn som Ekofisk, Statfjord, Oseberg, Gullfaks og Troll. Desse felta har vore, og er framleis, svært viktige for utviklinga av petroleumsværksemda i Noreg. Desse utbyggingane har ført til at det er etablert infrastruktur som fleire felt har kunna knyte seg til. No minskar produksjonen frå fleire av desse felta, samtidig som fleire nye, mindre felt har kome til. Difor er produksjonen i dag fordelt på fleire felt enn før.

I starten valde styresmaktene ein modell der utanlandske selskap i all hovudsak dreiv petroleumsværksemda. Dei dominerte leiteværksemda og stod for utbygging av dei første olje- og gassfelta. Etter kvart auka det norske engasjementet ved at Norsk Hydro kom med, Saga Petroleum, eit privat norsk selskap, blei oppretta i 1972 og Statoil blei oppretta med staten som eineigar same år. Då blei det også etablert eit prinsipp om 50 prosent statleg deltaking i kvart utvinningsløyve. I 1993 endra ein dette prinsippet til å vurdere i kvart tilfelle om staten skal delta, og om eigardelen skal setjast lågare eller høgare. I 1999 kjøpte Norsk Hydro opp Saga Petroleum. I 2001 blei Statoil delprivatisert. Dette førte til etableringa av Petoro. Petoro tok då over ansvaret Statoil hadde hatt for Statens direkte økonomiske engasjement (SDØE), som staten hadde oppretta i 1985. I 2007 fusjonerte Statoil med olje- og gassværksemda til Norsk Hydro. I dag er om lag 50 norske og utanlandske selskap aktive på sokkelen.



Figur 1.1 Historisk tidslinje. Funnår i parentes

Faktaboks 1.1 Kva er petroleum?

Olje og gass er organisk materiale, brote ned, omdanna og avsett i havområde over mange millionar år. Mesteparten av olje- og gassføremkomstane på norsk kontinentalsokkel har opphav i eit tjukt lag av svart leire som i dag ligg fleire tusen meter under havbotnen. Den svarte leira er ein kjeldebergart, det vil seie ei avsetning som inneheld ei vesentleg mengd organiske restar. Leira blei avsett for rundt 150 millionar år sidan på botnen av eit hav som dekte mykje av det som i dag er Nordvest-Europa. Dette havet var spesielt, i og med at havbotnen var død og stagnerande, samtidig som det vrimla av liv i dei øvste vassmengdene. Store mengder mikroskopisk planteplankton hopa seg opp i dei oksygenfrie botnsedimenta, for etter kvart å bli gravlagde djupare. Etter langvarig kjemisk endring gjennom bakteriell nedbryting og seinare varmpåverknad danna det seg flytande hydrokarbon og gass i kjeldebergarten.

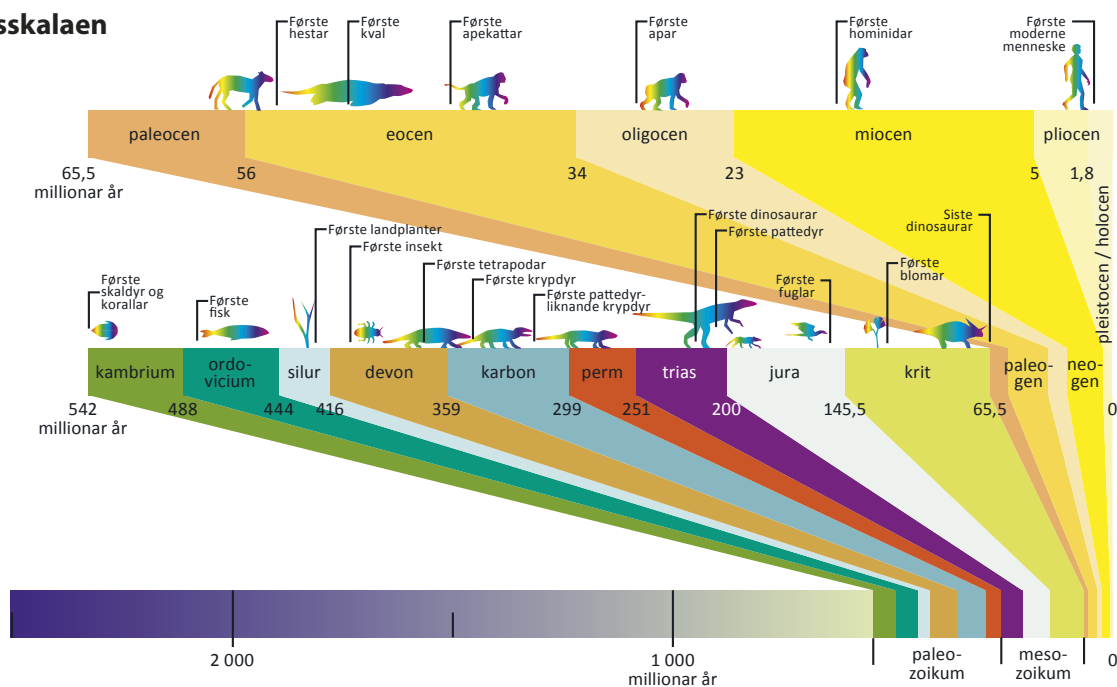
Ved oksygenfri nedbryting av organisk materiale blir det danna mellom anna kerogen, som gir opphav til olje og gass ved høgare temperatur og trykk. På norsk kontinentalsokkel aukar temperaturen med 25 grader per kilometer djup. Etter meir enn hundre millionar år med erosjon og avleiring kan det liggje eit fleire kilometer tjukt lag av leire og sand over kjeldebergarten. Når temperaturen på kerogenet når 60–120 grader, blir det danna olje, og over denne temperaturen hovudsakleg gass.

Etter kvart som det blir danna olje og gass, siv dette ut av kjeldebergarten og følgjer minste motstands veg, styrt av trykk og

permeabilitet i bergartane. Fordi hydrokarbonar er lettare enn vatn, vil olja og gassen bevege seg oppover i ein porøs bergart som inneheld vatn. Denne vandringa (migrasjonen) skjer gjennom mange tusen år og kan strekkje seg over fleire mil, heilt til ho blir stoppa av tette lag. Reservoarbergartar er porøse og alltid metta med ulike blandingsforhold av vatn, olje og gass. Mesteparten av petroleumressursane våre er fanga i reservoarbergartar som er avsette i store delta laga av elvar som rann ut i havet i juratida. Hovudreservoaret på mellom anna Gullfaks-, Oseberg- og Statfjordfeltet er i det store Brent-deltaet frå juratida. Store reserver finst også i sand som blei avsett på elvesletter i triastida (Snorrefeltet), i grunt hav i sein juratid (Trollfeltet) og som undersjøiske vifter i paleogentida (Balderfeltet). Sør i Nordsjøen er det tjukke lag av skrivekrit, som inneheld mikroskopiske kalkalgar, ein viktig reservoarbergart.

Leirstein og leiraktig sandstein dannar tette avsetningar som påverkar migrasjonsvegane frå kjeldebergarten til reservoaret. Dei er også heilt avgjerande for å halde petroleum på plass i reservoaret over lang tid. Tette avsetningar som ligg som eit lokk over reservoarbergartar, kallar vi takbergartar. I tillegg må reservoarbergarten ha ei form som gjer at olja samlar seg: ei felle. Når eit område inneheld både kjeldebergart, reservoarbergart, takbergart og felle, er altså føresetnadene der for å kunne finne olje- og gassføremkomstar.

Den geologiske tidsskalaen



Petroleumsverksemda i dag

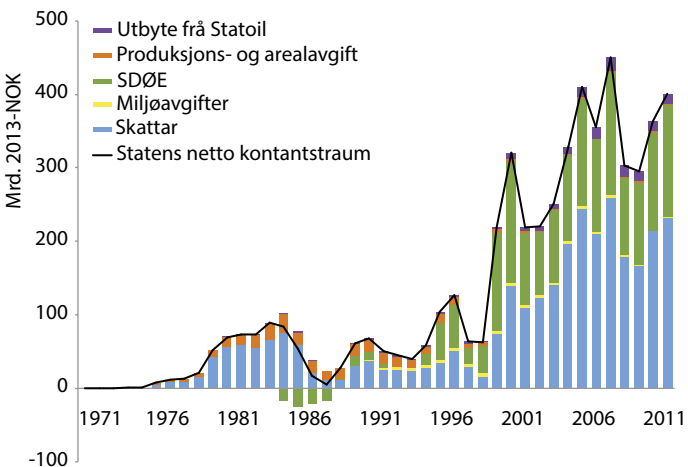
Petroleumsverksemda er Noregs største næring målt i verdiskaping, statlege inntekter og eksportverdi. Sidan produksjonen på norsk sokkel starta tidleg på 70-talet har næringa bidrege med om lag 11 000 milliardar kroner til Noregs nasjonalprodukt, målt i 2013-kroner. Næringa har såleis hatt svært mykje å seie for norsk økonomi og for finansieringa av det norske velferdssamfunnet. Skatteinntektene til staten blir i dag overførde til Statens Pensjonsfond – Utland, som ved årsskiftet utgjorde over 5000 milliardar kroner. Samstundes er bare 44 prosent henta opp frå bakken av det ein reknar med er dei samla utvinnelege ressursane på den norske kontinentalsokkelen.

Verknaden for Noregs økonomi

Sentralt for Noregs petroleumsforvaltning er det at leiting, utbygging og drift skal skape størst moglege verdiar for samfunnet og at inntektene skal komme staten og dermed heile samfunnet til gode. At petroleumsressursane er særskild verdifulle og opphav til meirverdi er hovudårsaka til at staten tar ein stor del av verdiskapinga gjennom skattar, avgifter og Statens direkte økonomiske engasjement (SDØE).

Skatteinntektene i 2012 var på om lag 232 milliardar. Staten har også store inntekter frå direkte eigarskap i felt gjennom ordninga med SDØE. Statens samla netto kontantstrøm frå petroleumsverksemd var i 2012 på 401 milliardar kroner, målt i 2013-kroner. Dei totale inntektene frå sektoren utgjorde om lag 29 prosent av statens samla inntekter.

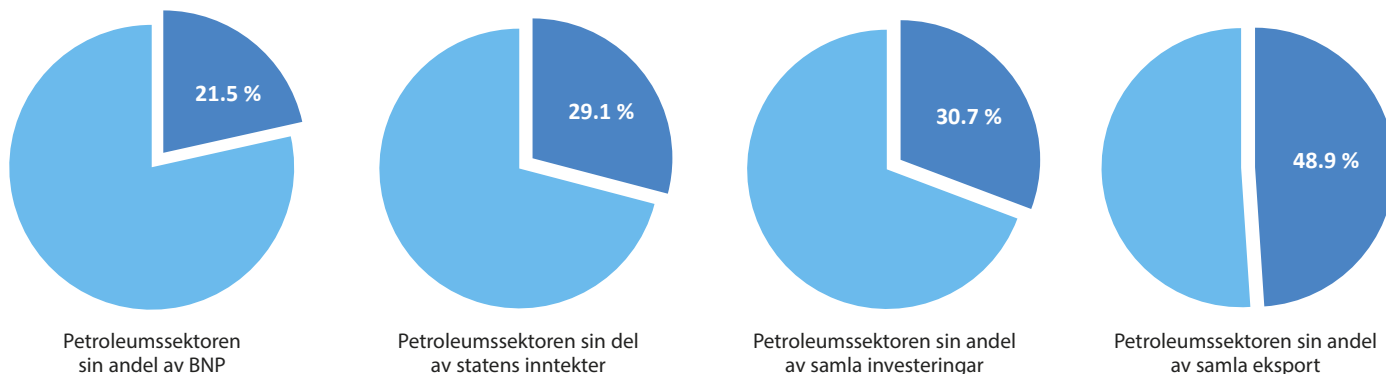
Statens inntekter frå petroleumsverksemda blir overført til eit eige fond, Statens pensjonsfond – Utland (SPU). Den forventa avkastninga på fondet kan brukast over statsbudsjettet. Ved utgangen av 2013 var verdien av fondet på 5038 milliardar kroner. Det svarar til om lag ein million kroner per nordmann.



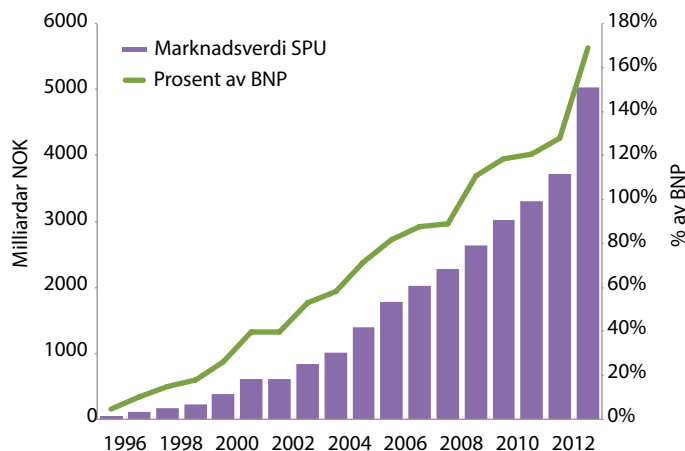
Figur 1.3 Netto kontantstrøm for staten frå petroleumsverksemda (Kjelde: Statsrekneskopen)

Skattar	232,1
Miljøavgifter, arealavgift og anna	4,1
SDØE	151,1
Utbytte frå Statoil	14,1
Totalt	401,4

Figur 1.4 Netto kontantstrøm for staten frå petroleumsverksemda 2012 (mrd. 2013-NOK) (Kjelde: Statsrekneskopen)



Figur 1.2 Makroøkonomiske indikatorar for petroleumssektoren 2013 (Kjelde: Statistisk sentralbyrå/Finansdepartementet)



Figur 1.5 Storleiken på Statens pensjonsfond - Utland og som del av BNP (Kjelde: Statistisk sentralbyrå og Noregs Bank)

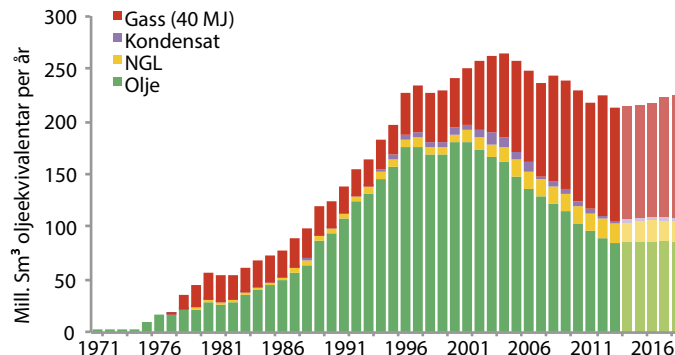
I tillegg til direkte inntekter til staten gir verksemda ringverknader lokalt og regionalt, frå sør til nord. Verksemda i Noreg har sitt utspring i Rogaland, men har utvikla seg i takt med at aktiviteten til havs har bevega seg nordover. Sterke kunnskapsmiljø innan petroleumsverksemd og leverandørtenester som er internasjonalt konkurransedyktige er i dag etablerte mange stader i landet.

Næringa sysselsett ein betydeleg del av Noregs befolkning. Det er i dag om lag 150 000 sysselsette i oljeselskapa og i selskapa med leveransar til oljeindustrien. Om ein tar omsyn til etterspurnadsverknaden petroleumsverksemda har på totaløkonomien er talet på sysselsette om lag 250 000.

Kontinuerleg satsing på forskning og utvikling har bidrege til at Noreg utvinn ein stor del av dei påviste ressursane samanlikna med andre oljeprovinsar. Aktiviteten på norsk kontinentalsokkel er underlagd strenge krav til helse, miljø, tryggleik og ytre miljø. Godt samspel mellom stat, selskapa, leverandørindustrien, interesseorganisasjonar og forskingssektoren er ein viktig føresetnad for å nå gode resultat også på desse områda. Samstundes må det visast omsyn for andre næringar.

Selskapa på sokkelen

Det er eit stort mangfald av selskap som driv petroleumsverksemd på norsk sokkel. Frå å vere ein sokkel for dei store internasjonale oljeselskapa, er det i dag i overkant av 50 selskap som driv med



Figur 1.6 Historisk produksjon av olje og gass, og prognose for produksjonen dei neste åra (Kjelde: Oljedirektoratet)

leiting, produksjon og infrastruktur. Eit stort mangfald av ulike selskap, både små og store, skaper konkurranse som fremjar effektivitet. Samtidig sikrar dette interesse for eit mangfald av prosjekt, og ulik teknologi og leitemodellar blir tatt i bruk. Målt etter storleiken på produksjonen til selskapa i 2013, er Statoil det største selskapet på norsk sokkel, etterfylgt av internasjonale selskap som Exxon-Mobil, Total, Shell, ConocoPhillips og ENI.

Produksjon

I 2012 blei Noreg den tredje største gasseskportøren og den tiande største oljeeksportøren i verda. Eksportverdien av røyrtjenester og eksport av råolje og gass til alle selskapa utgjorde i 2013 om lag 564 milliardar kroner, noe som svarar til om lag 49 prosent av Noregs eksportverdi.

I 2012 blei Noreg rangert som den 15. største oljeproduzenten og den sjetteste gassproduzenten i verda. I 2013 blei det produsert 213,7 millionar Sm³ o.e. seljelig petroleum. Halvparten av dette var gass. Total produksjon er om lag fem prosent mindre enn i 2012 og 20 prosent mindre enn i toppåret 2004. Produksjonen frå norsk sokkel kjem i dag frå totalt 78 felt. I løpet av 2013 er fire nye felt sett i produksjon; Jette, Hyme, Skarv og Skuld. Plan for utbygging og drift (PUD) blei godkjend for fire nye felt i 2013. Tre av desse er i Nordsjøen (Ivar Aasen, Gina Krog og Oseberg Delta 2) og eit felt ligg i Norskehavet (Aasta Hansteen).

Kostnader

Sjølø mindre petroleumsprosjekt kan samanliknast med dei største industrielle investeringane på fastlandet. Sidan oppstarten av petroleumsverksemda på den norske kontinentalsokkelen er det investert store summar i leiting, utbygging av felt, infrastruktur og landanlegg. Samstundes blir det gjort store investeringar i eksisterande felt slik at utvinningsgraden aukar og levetida til felta blir forlenga. Dette krev nye brønningar, modifisering av innretningar og ny infrastruktur. Investeringane, inkludert leiteverksemd, var i 2013 på om lag 210 milliardar kroner eller om lag 31 prosent av dei samla realinvesteringane i landet. Driftskostnadene var i 2013 om lag 67 milliardar kroner.

Investerings- og driftskostnadene har vakse dei siste åra. Dette er ein internasjonal trend som mellom anna kjem av høg etterspurnad etter knappe innsatsfaktorar i petroleumsverksemda. Samtidig er kostnadene på norsk sokkel delvis høgare enn for andre petroleumsprovinser som kan samanliknast.



Figur 1.7 Historiske investeringar (investering i leiting er ikkje inkludert) (Kjelde: Oljedirektoratet/Olje- og energidepartementet)

Faktaboks 1.2 Statens pensjonsfond – Utland

Statens pensjonsfond – Utland (SPU) blei etablert i 1990 for å sikre at det blir tatt langsiktige omsyn i bruken av petroleumsinntektene til staten. Gjennom eit investeringsfond med svært lang tidshorisont, skal petroleumsformuen komme både nolevande og framtidige generasjonar til gode. Første overføring til fondet var i 1996. Statens samla netto kontantstraum frå petroleumsverksemda blir årleg overført til Statens pensjonsfond – Utland. I tillegg får fondet inntekter gjennom avkastning, mellom anna renter og utbytte av investeringane til fondet.

Petroleumsinntektene blir fasa gradvis inn i økonomien ved å dekkje det strukturelle oljekorrigerte underskottet i statsbudsjettet. For å jamne ut svingingar i økonomien, sikre god kapasitetsutnytting og låg arbeidsløyse vil det frå år til år blir brukt anten meir eller mindre enn forventa realavkastning. På lang sikt vil derimot innfasinga skje i takt med utviklinga i den venta realavkastninga av fondet.

Netto kontantstraum frå petroleumsverksemda

– Oljekorrigert underskott i statsbudsjettet

+ Avkastning av investeringane til fondet

= Inntekter til Statens pensjonsfond – Utland

DEN NORSKE KONTINENTALSOKKELEN

2



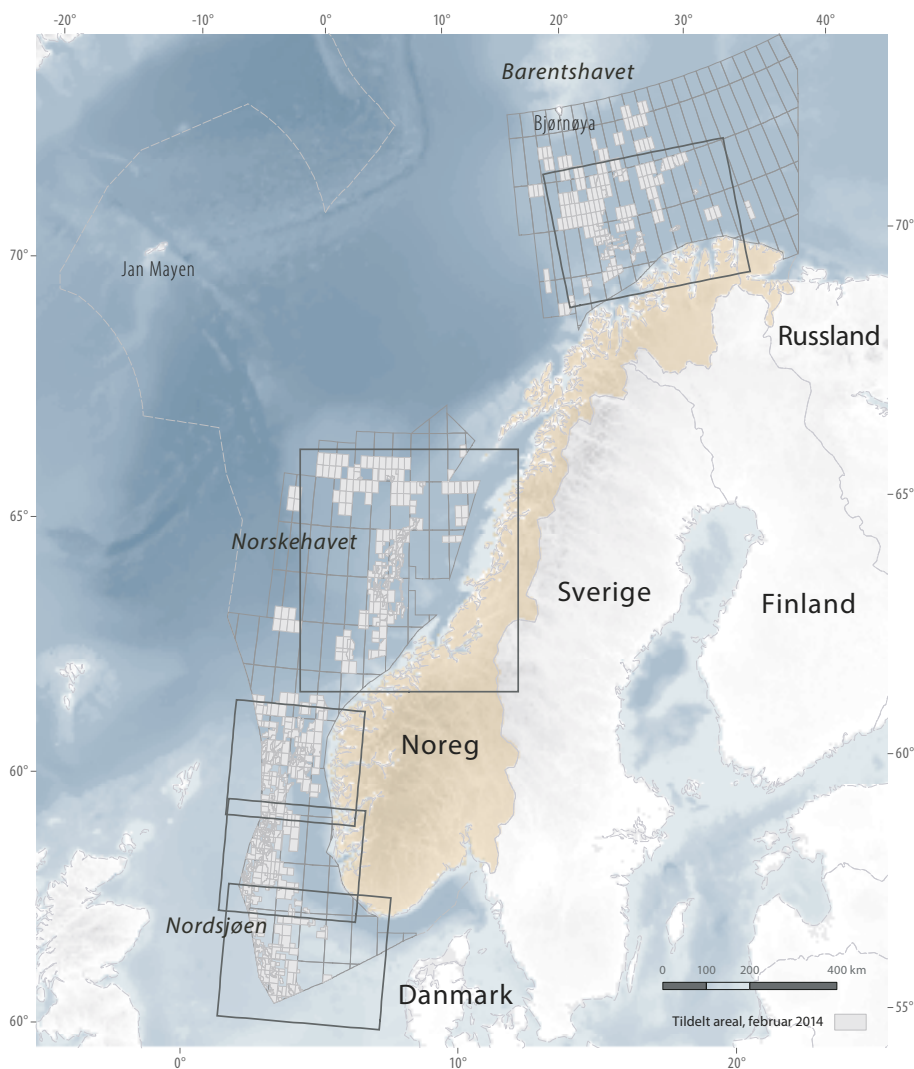
Boreriggen Aker Barents leiter etter petroleum i Barentshavet
(Foto: Harald Pettersen, Statoil)

Norsk sokkel er ein interessant petroleumsprovins. I dei store havområda Nordsjøen, Norskehavet og Barentshavet er det framleis store mengder olje og gass å finne. I dette kapitlet kan du lese meir om olje- og gassfelt og om ressursene i dei ulike havområda, både dei som er produserte, dei som omfatta av utbyggingar og dei som ennå ikkje er påviste.

Område på norsk sokkel

Den norske kontinentalsokkelen er i alt på 2 039 951 kvadratkilometer. Det er nesten tre ganger så mykje som arealet i Fastlands-Noreg, inklusiv Svalbard og Jan Mayen. Sokkelen er inndelt i havområda Nordsjøen, Norskehavet og Barentshavet. Nordsjøen har eit areal på 142 000 kvadratkilometer, Norskehavet på 287 000 kvadratkilometer og Barentshavet på 772 000 kvadratkilometer. Den sørlige delen av Barentshavet som er opna for petroleumsverksemd, er 313 000 kvadratkilometer.

Nordsjøen er framleis motoren i norsk petroleumsverksemd. Her er det i alt 60 felt som produserer olje og gass. Norskehavet har 16 produserande felt og Barentshavet har eitt.

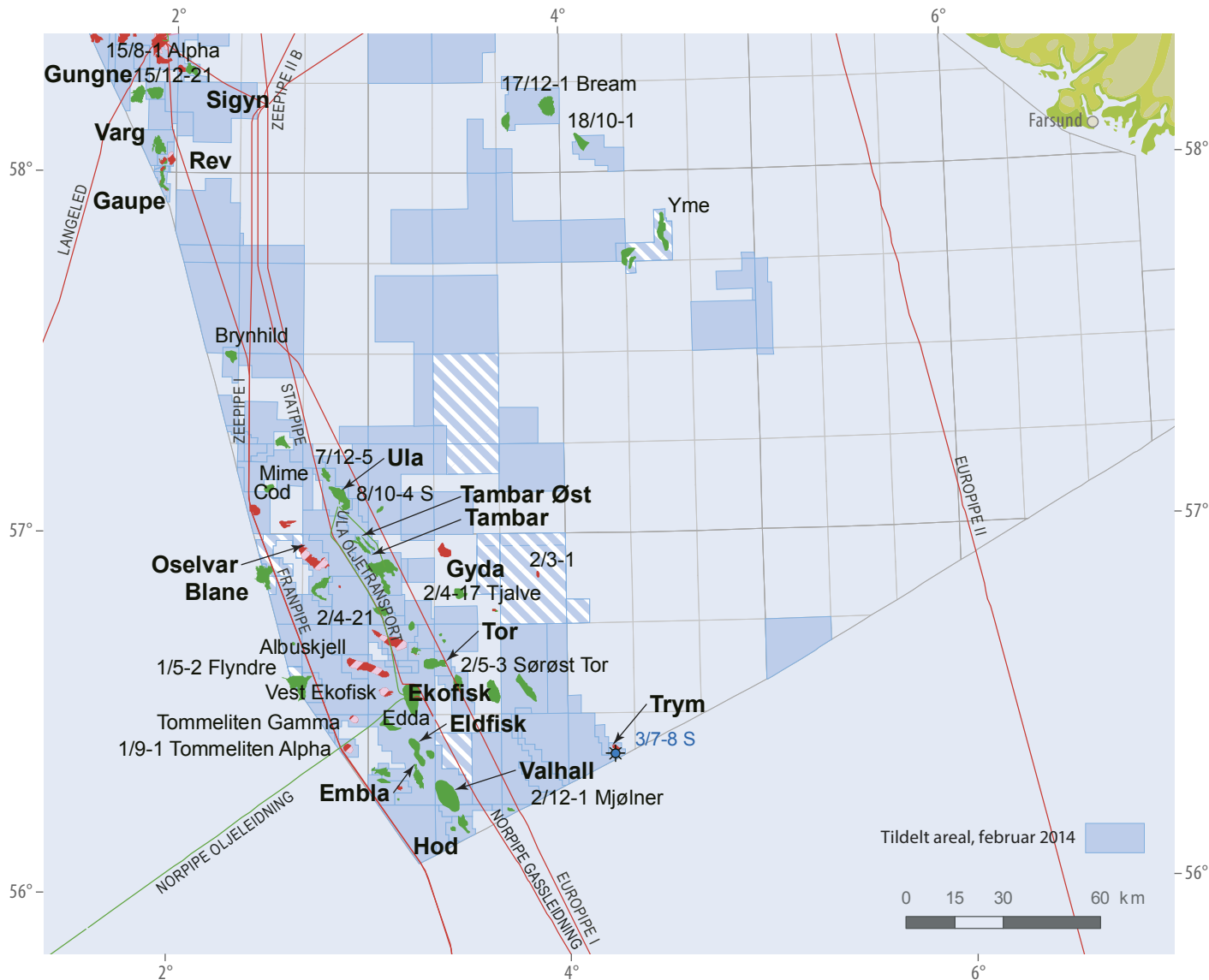


Figur 2.1 Område på den norske kontinentalsokkelen (Kjelde: Oljedirektoratet)

Den sørlege delen av Nordsjøen

Den sørlege delen av Nordsjøen er framleis ein viktig petroleumspровins for Noreg, meir enn 40 år etter at produksjonen starta på Ekofisk. Etter dagens planar skal feltet produsere i 40 år til. Det er 13 felt i produksjon i denne delen av Nordsjøen. Eit felt, Brynhild, er under utbygging. Ekofisk er eit knutepunkt for petroleumsvirksemda i området, og mange felt er knytte til infrastrukturen på

Ekofisk for vidare transport i Norpipe-systemet. Det er framleis store ressursar igjen i den sørlege delen av Nordsjøen, særleg i dei store krittfelta. Olje og gass frå felta i den sørlege delen av Nordsjøen blir transportert dels med skip og dels i rørleidningar til landanlegg i Storbritannia og på kontinentet.

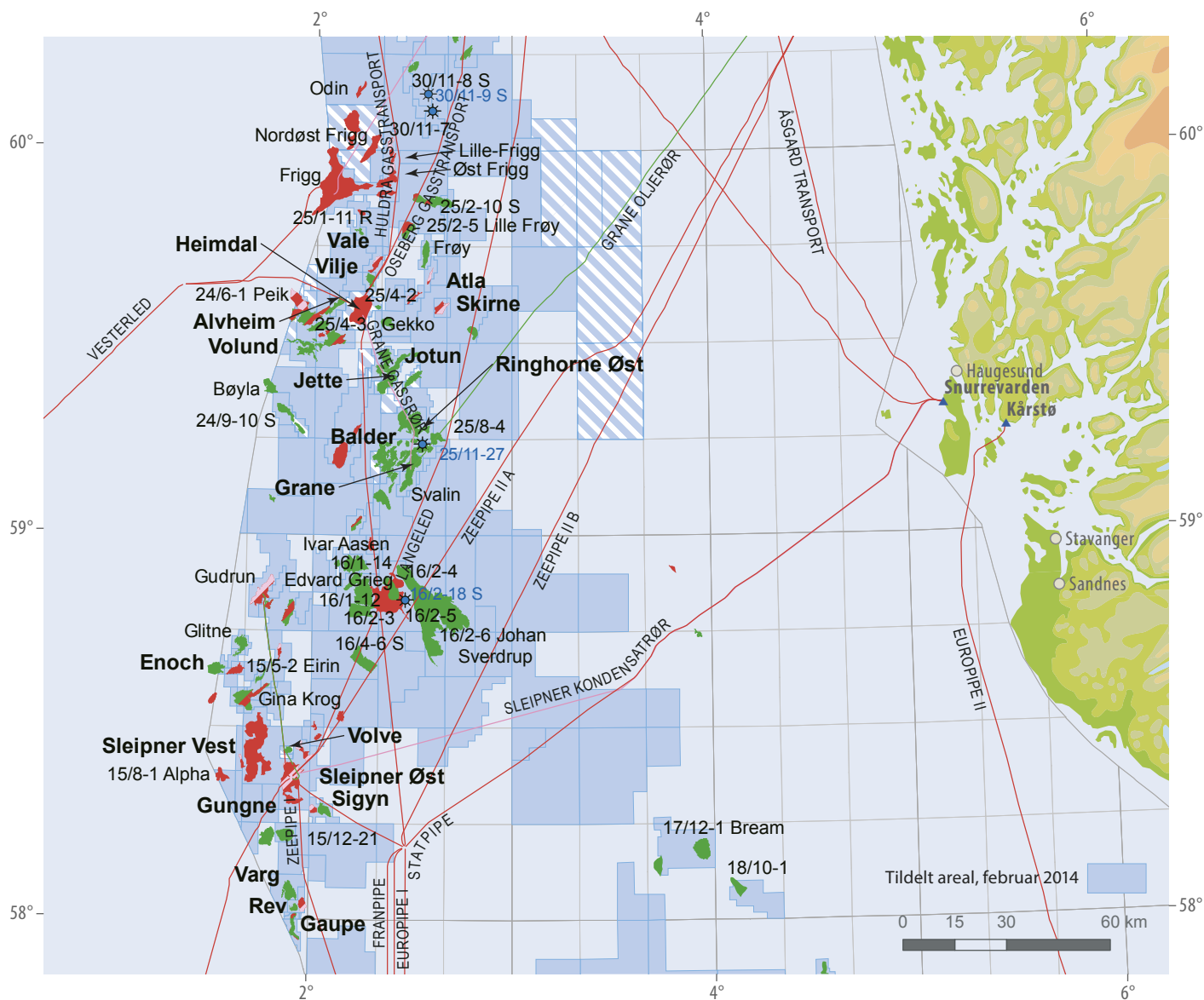


Figur 2.2 Felt og funn i den sørlege delen av Nordsjøen (Kjelde: Oljedirektoratet)

Den midtre delen av Nordsjøen

Den midtre delen av Nordsjøen har ei lang petroleumshistorie. Balder, som blei påvist i 1967, var det første oljefunnet på norsk kontinentalsokkel, men det blei ikkje bygt ut før 30 år seinare. Den første utbygginga i området var gassfeltet Frigg, som produserte i nær 30 år før det blei stengt i 2004. Det er i dag 21 felt i produksjon i den midtre delen av Nordsjøen, etter at Jette kom i produksjon i 2013. Eit felt, Glitne blei stengt i 2013. Seks felt, Bøyla, Edvard Grieg, Gudrun, Gina Krog, Ivar Aasen og Svalin er under utbygging. Fleire funn blir planlagde for utbygging dei neste åra, blant dei det store

oljefunnet 16/2-6 Johan Sverdrup. Rettshavarane planlegg å sende inn Plan for utbygging og drift (PUD) i 2015. Midt på 2020-talet kjem ventelig meir enn 25 prosent av norsk oljeproduksjon frå Johan Sverdrup. Heimdal, som har produsert gass sidan 1985, er eit gassenter som utfører prosesseringstenester for andre felt i Nordsjøen. Sleipner-felta representerer også eit viktig knutepunkt i gasstransportsystemet på norsk kontinentalsokkel. Olje og gass frå feltene i den midtre delen av Nordsjøen blir transportert dels med skip og dels i rørleidningar til landanlegg i Noreg og Storbritannia.

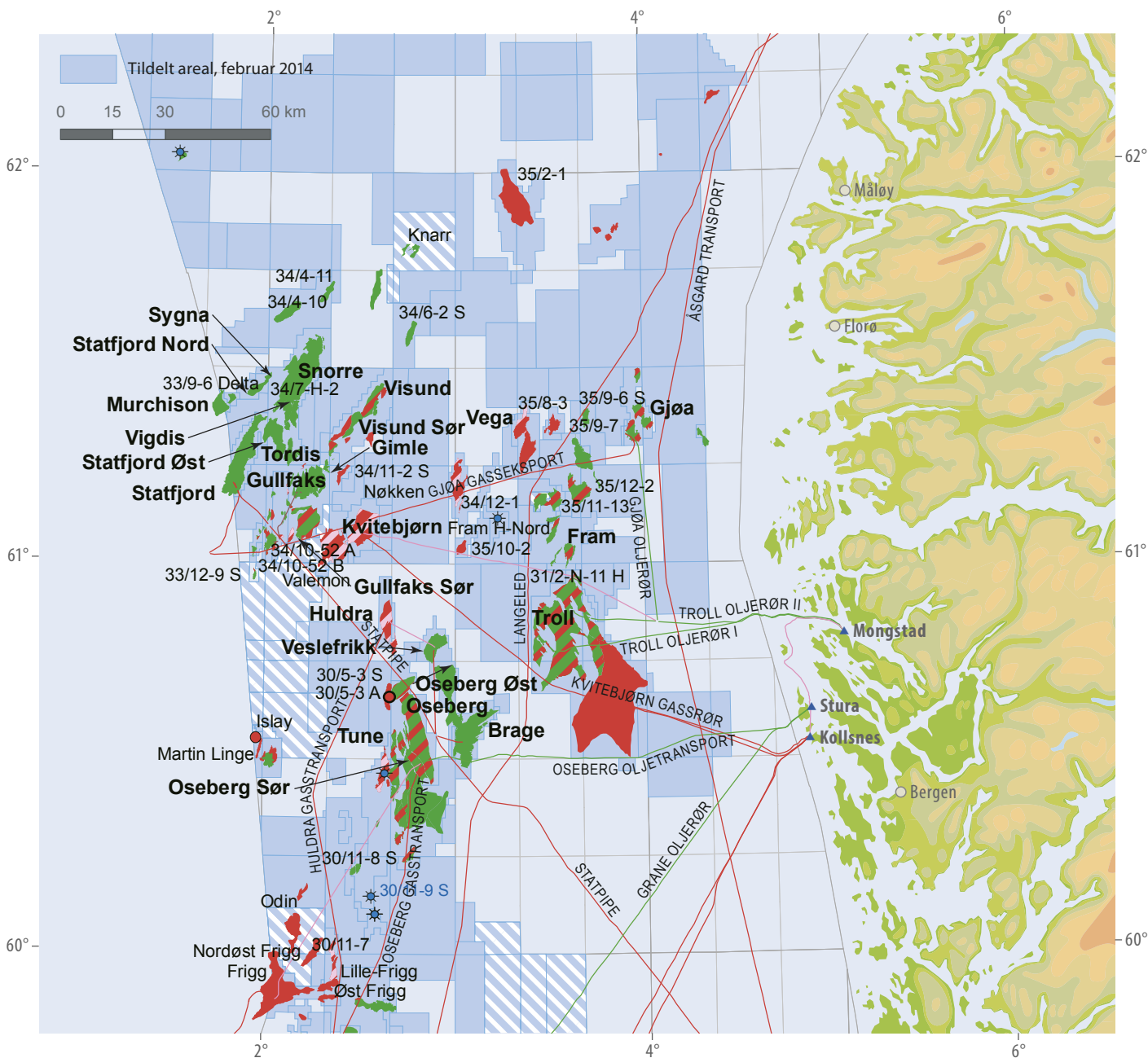


Figur 2.3 Felt og funn i den midtre delen av Nordsjøen (Kjelde: Oljedirektoratet)

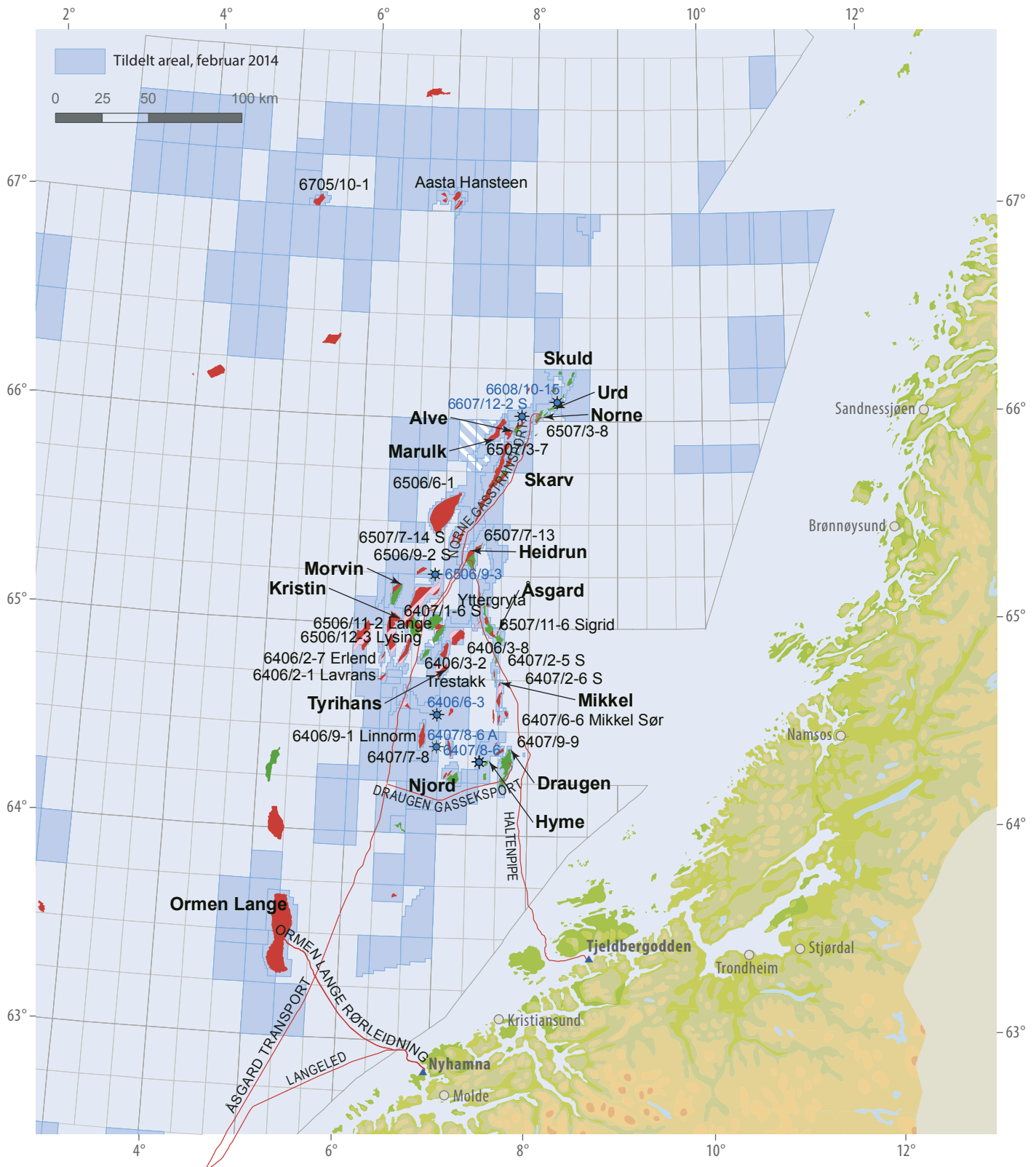
Den nordlege delen av Nordsjøen

Den nordlege delen av Nordsjøen omfattar dei to hovudområda Tampen og Oseberg/Troll. I dag er det 26 felt i produksjon i denne delen av Nordsjøen. Fire felt, Martin Linge, Knarr, Valemon og Fram H Nord er under utbygging, og fleire funn blir planlagde for utbygging i framtida. Etter 30 år med produksjon frå området, er ressurspotensialet framleis stort, og det vil venteleg vere produksjon i området i meir enn 30 år til. Trollfeltet har ein svært viktig funksjon

for gassforsyninga frå norsk kontinentalsokkel, og vil vere hovudkjelda for norsk gass eksport i dette hundreåret. Troll var også det feltet som produserte mest olje på norsk sokkel i 2013. Når dei største oljefelta avsluttar oljeproduksjonen, kan store gassvolum bli produsert i ein nedblåsings- og lågtrykksperiode. Olje og gass frå felta i den nordlege delen av Nordsjøen blir transportert dels med skip og dels i rørleidningar til landanlegg i Noreg og Storbritannia.



Figur 2.4 Felt og funn i den nordlege delen av Nordsjøen (Kjelde: Oljedirektoratet)



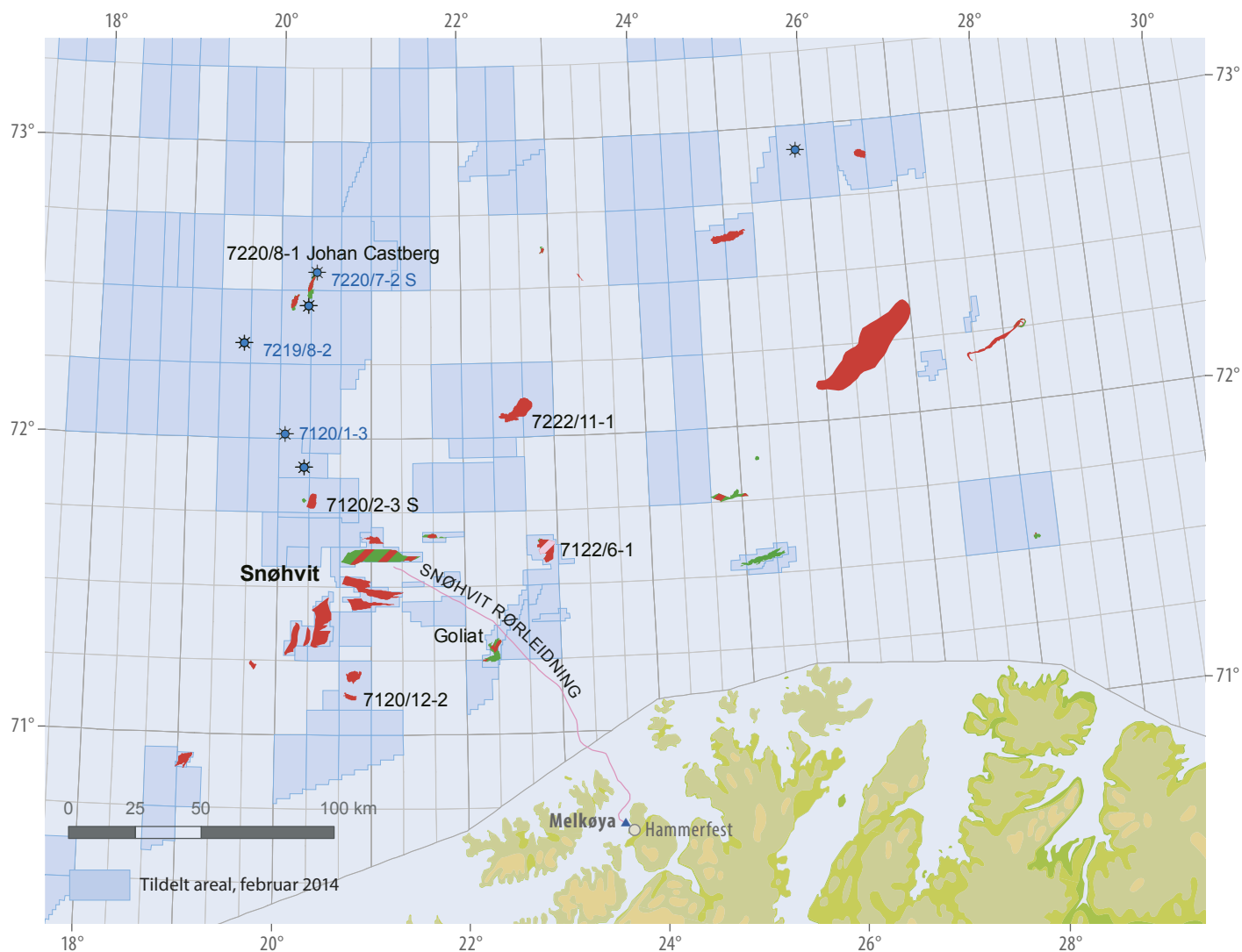
Figur 2.5 Felt og funn i Norskehavet (Kjelde: Oljedirektoratet)

Norskehavet

Norskehavet er generelt ein mindre moden petroleumsprovinns enn Nordsjøen. Draugen, som var det første feltet i Norskehavet, kom i produksjon i 1993. Etter at Skarv, Skuld og Hyme kom i produksjon i 2013, er det 16 felt som produserer i Norskehavet. Eit felt, Yttergryta, blei stengt i 2013. Gassfeltet Aasta Hansteen er under utbygging. Deter også gassrøret Polarled som vil strekke det norsk gasstransport-systemet nord for polarsirkelen for første gang. Norskehavet har store gassreservar. Produsert gass frå felta blir transportert i rørleidningen Åsgard Transport til Kårstø i Rogaland, og i Haltenpipe til Tjeldbergodden i Møre og Romsdal. Gassen frå Ormen Lange går i rørleidning til Nyhamna og vidare til Easington i Storbritannia. Oljetransporten frå felta i Norskehavet skjer med tankskip.

Barentshavet

Det meste av Barentshavet blir rekna som ein umoden petroleumsprovinns, sjølv om det har vore leiting i området i godt over 30 år. Det er berre eitt felt som er bygt ut i området, Snøhvit, som kom i produksjon i 2007. Gassen frå Snøhvit går i rør til Melkøya, der han blir prosessert og nedkjølt til LNG, som blir frakta med spesialskip til marknaden. Goliat er under utbygging. Rettshavarane vurderer utbyggingsløysingar for funna 7220/7-1 og 7220/8-1 Johan Castberg.



Figur 2.6 Felt og funn i Barentshavet (Kjelde: Oljedirektoratet)

Petroleumsressursane

Ressursar er eit samleomgrep for utvinnbare petroleumsmengder. Ressursane blir klassifiserte etter kor modne dei er, sjå figur 2.8. Klassifiseringa viser petroleumsmengder som er vedtekne eller godkjende for utbygging (reservar), ressursar som er avhengige av avklaring og vedtak (avhengige ressursar) og estimerte ressursmengder som ennå ikkje er funne (uoppdaga ressursar). Hovudklassane er dermed reservar, avhengige ressursar og uoppdaga ressursar.

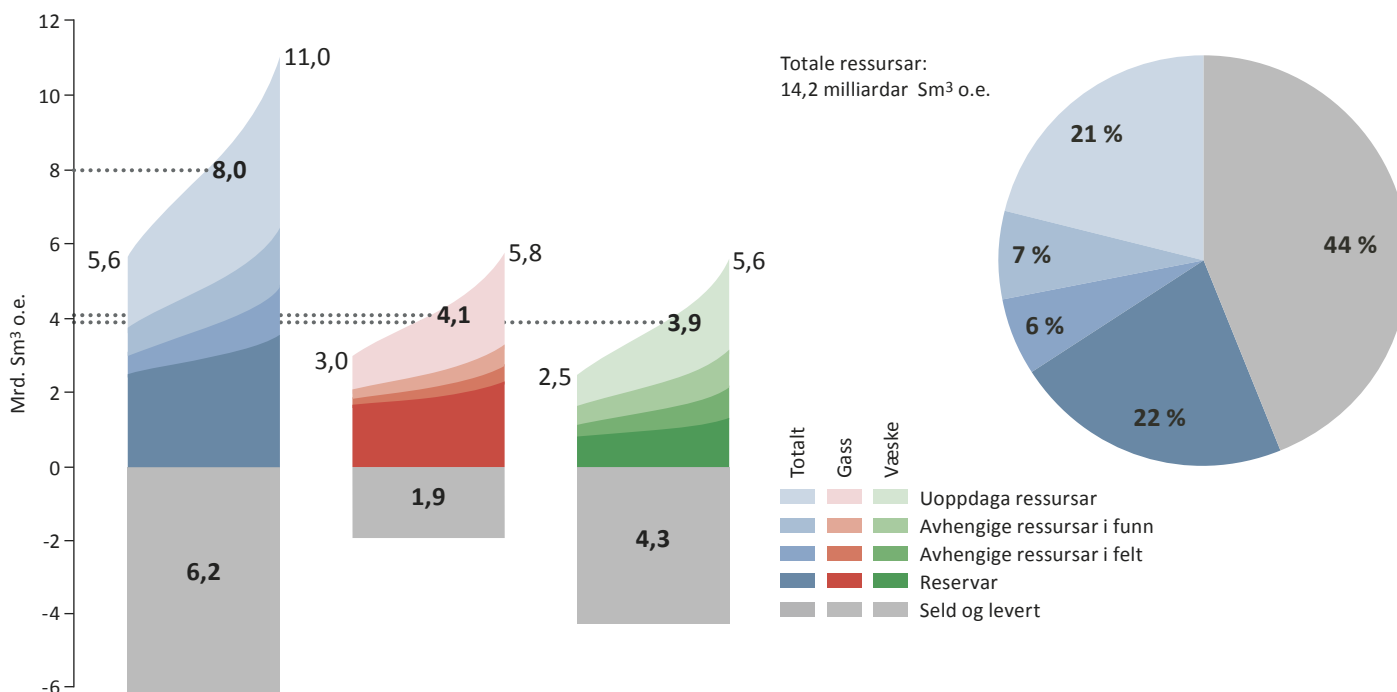
Oljedirektoratet sitt basisestimert for oppdaga og uoppdaga petroleumsressursar på norsk kontinentalsokkel er om lag 14,2 milliardar standard kubikkmeter oljeekvivalentar (milliardar Sm³ o.e.). Av dette er i alt 6,2 milliardar Sm³ o.e., eller 44 prosent av dei totale ressursane, selt og levert. Av dei totale utvinnbare ressursane som er igjen, 8 milliardar Sm³ o.e., er 5,1 milliardar Sm³ o.e. oppdaga, medan estimatet for uoppdaga ressursar er 2,9 milliardar Sm³ o.e.

Samla tilvekst av oppdaga ressursar frå leiteverksemda i 2013 er estimert til 114 millionar Sm³ o.e. Det blei gjort 20 nye funn i 45 undersøkjingsbrønner. Mange av funna er ikkje ferdig evaluerte, og estimata er difor svært usikre.

Etter at produksjonen på norsk kontinentalsokkel tok til i 1971, er det produsert petroleum frå i alt 91 felt. I 2013 starta produksjon frå Jette i Nordsjøen og Hyme, Skarv og Skuld i Norskehavet. Av dei feltene som var i produksjon ved årsskiftet 2013/2014, ligg 60 i Nordsjøen, 16 i Norskehavet og eit i Barentshavet.

Figur 2.7 viser estimata for utvinnbare ressursar på norsk kontinentalsokkel. Mengdene er delte inn etter Oljedirektoratet sitt system for ressursklassifisering og viser totale ressursar, både væske og gass.

Detaljert ressursrekneskap per 31.12.2013 er framstilt i tabell 4.1.



Figur 2.7 Petroleumsressursar og uvissa i estimata per 31.12.2013 (Kjelde: Oljedirektoratet)

Reservar

Reservar omfattar utvinnbare petroleumsressursar i førekomstar der styresmaktene har godkjent utbyggingsplanen (PUD) eller gitt PUD-fritak, og ressursar i førekomstar som rettshavarane har vedteke å vinne ut, men som ennå ikkje har PUD godkjent av styresmaktene.

I 2013 var det ein vekst i reservene på norsk sokkel med 102 millionar Sm^3 o.e. Samtidig blei det produsert, selt og levert 215 millionar Sm^3 o.e. Ressursrekneskapen viser derfor ein reduksjon på 113 millionar Sm^3 o.e. i attverande reservar. Det svarar til ein nedgang på om lag tre prosent samanlikna med året før.

For oljeresservane blei berre 29 millionar Sm^3 olje bokførte som nye reservar i 2013. I perioden frå 2005 til 2013 har den samla reservetilveksten vore totalt 636 millionar Sm^3 olje. Det inneber at det kan bli vanskeleg å oppnå målet til styresmaktene om å modne fram 800 millionar Sm^3 olje til reservar før 2015.

Avhengige ressursar

Avhengige ressursar omfattar påviste petroleumsmengder som det ennå ikkje er vedteke å produsere. Mengda avhengige ressursar i felt er om lag uendra frå 2012, medan ressursane i funn har auka med 76 millionar Sm^3 o.e., til 1056 millionar Sm^3 o.e. i 2013. Auken kan mellom anna forklarast med at ressursanslaget for funnet 16/2-6 Johan Sverdrup auka med 59 millionar Sm^3 o.e. i 2013. I tillegg kjem ressurstilveksten frå nye funn i 2013.

Uoppdaga ressursar

Uoppdaga ressursar omfattar petroleumsmengder som truleg finst, men som enno ikkje er påviste ved boring (ressurskategoriane 8 og 9).

Volumet av dei uoppdaga ressursane er anslått til 2940 millionar Sm^3 o.e., ein auke på 350 millionar Sm^3 o.e. samanlikna med rekneskapen for 2012. Dette inkluderer volum frå det nye område i Barentshavet søraust på 300 millionar Sm^3 o.e. og frå sokkelen rundt Jan Mayen med 90 millionar Sm^3 o.e. I tillegg er anslaget for uoppdaga ressursar i Nordsjøen, Norskehavet og Barentshavet oppdatert. Resultatet av dette arbeidet er at desse ressursane blei redusert med 40 millionar Sm^3 o.e.

Nordsjøen

Endringa i rekneskapen viser at det er selt og levert 143 millionar Sm^3 o.e. frå Nordsjøen det siste året, medan tilveksten av bruttoreservar var 51 millionar Sm^3 o.e. Derfor er attverande reservar i Nordsjøen redusert med 92 millionar Sm^3 o.e. Det er reservetilveksten frå felt i drift som gir det største bidraget til auken i bruttoreservar. Tilveksten kjem mellom anna frå boring av fleire brønner, brønner som produserer betre enn forventet og auka levetid for fleire felt. Avhengige ressursar i felt har auka med 16 millionar Sm^3 o.e., mellom anna på grunn av nye utbyggingsplaner på Gullfaks og Gullfaks sør. Det er totalt gjort sju nye funn i Nordsjøen i 2013. Avhengige ressursar i funn har auka med 40 millionar Sm^3 o.e. Den viktigaste årsaken er at ressurs- estimatet for 16/2-6 Johan Sverdrup har auka sidan sist år. Funna 1/5-2 Flyndre, 15/3-9 Gudrun Øst, 34/8-13 A Titan fase 1 og 34/8-15 S Rhea er beslutta å bygge ut og er med dette endra til reserver. Uoppdaga ressursar i Nordsjøen er redusert med 35 millionar Sm^3 o.e. samanlikna med rekneskapen for året før. Det er nedgang i oljeressursane men auke i gassressursane.

Norskehavet

Bruttoreservane i Norskehavet er reduserte med 5 millionar Sm^3 o.e., mellom anna på grunn av endra brønnplanar på Njord. Det er selt og levert 67 millionar Sm^3 o.e. frå Norskehavet i 2013. Dei attverande reserver i Norskehavet er derfor totalt reduserte med 72 millionar Sm^3 o.e. Avhengige ressursar i felt har auka med 24 millionar Sm^3 o.e. på grunn av prosjektmodning og -utvikling. Det blei gjort åtte nye funn i Norskehavet i 2013. Estimata for avhengige ressursar i funn har med dette auka med 26 millionar Sm^3 o.e. i høve til rekneskapen i fjor. Uoppdagede ressursar i Norskehavet er redusert med 20 millionar Sm^3 o.e. samanlikna med rekneskapen for året før. Gassressursane har auka, medan oljeressursane er reduserte. Når ressursanslaget for Jan Mayen på 90 millionar Sm^3 o.e. blir inkludert, aukar dei uoppdaga ressursane i Norskehavet med 70 millionar Sm^3 o.e.

Barentshavet

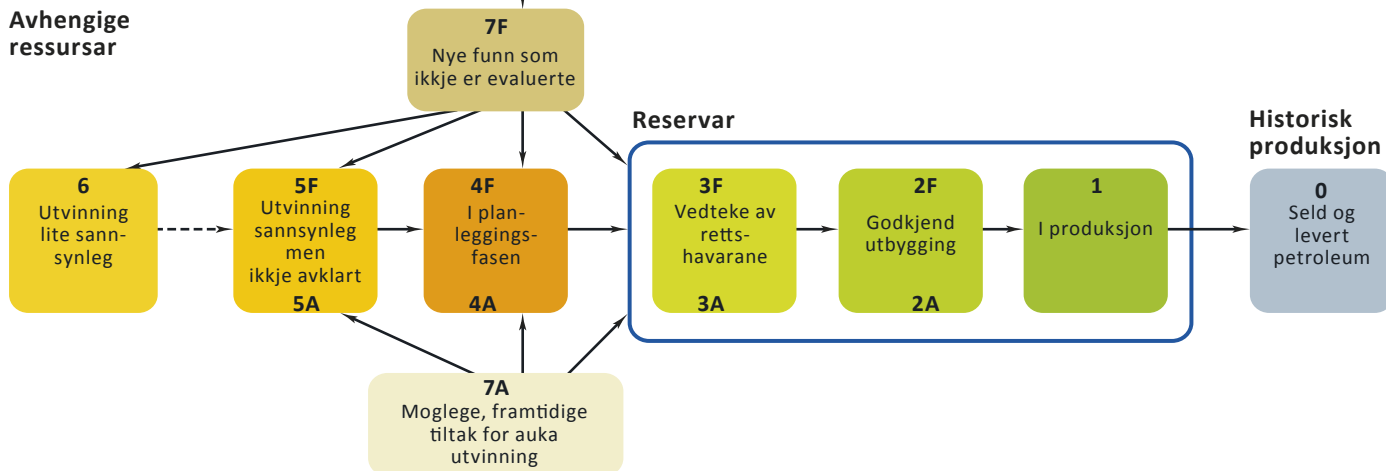
Attverande reservar i Barentshavet auka med netto 52 millionar Sm³ o.e i 2013. Det blei selt og levert 5 millionar Sm³ o.e., medan auken i brutto reservar var 57 millionar Sm³ o.e., som resultat av at prosjekta Snøhvit offshore kompresjon og Snøhvit CO₂-injeksjon blei modna til reservar. Avhengige ressursar i felt er mellom anna av samme årsak, reduserte med 47 millionar Sm³ o.e. Det er gjort fem nye funn i Barentshavet i 2013 med til saman 57 millionar Sm³ o.e. Likevel har avhengige ressursar i funn berre auka med 9 millionar Sm³ o.e. Årsaka til dette er mellom anna at det ikkje lenger er vurdert som sannsynleg å utvinne ressursane i 7225/3-1 Norvarg. Estimata for dei uoppdagede ressursane har auka både for olje og gass. Inkludert ressursanslaget for Barentshavet sørøst, er auken på 315 millionar Sm³ o.e.

Oljedirektoratet si ressursklassifisering

Uoppdaga ressursar



Avhengige ressursar



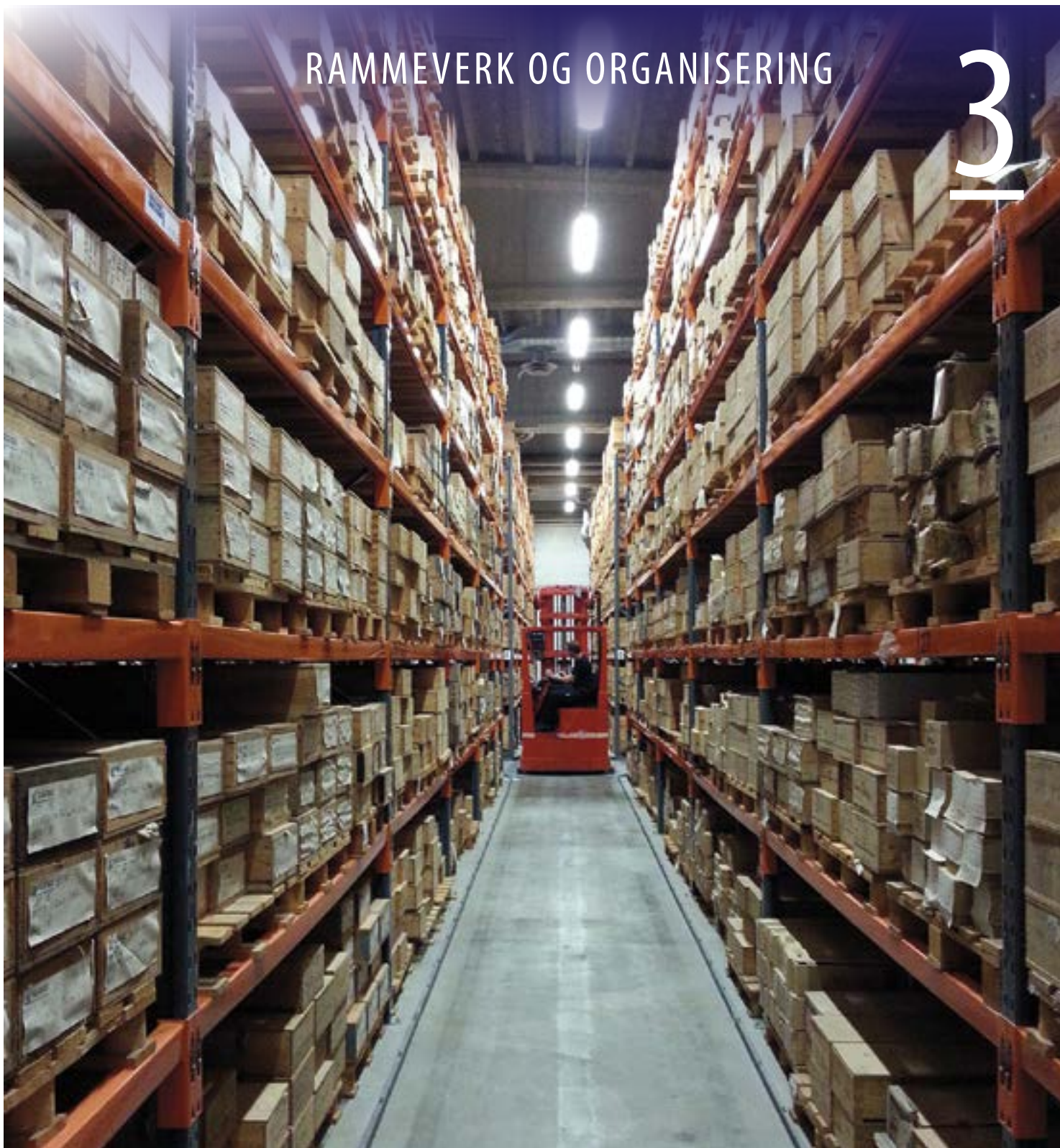
Figur 2.8 Oljedirektoratet si ressursklassifisering (Kjelde: Oljedirektoratet)

Tabell 2.1 Ressursrekneskapen per 31.12.2013

Totalt utvinnbart potensial Prosjektstatuskategori	Ressursrekneskap per 31.12.2013					Endring frå 2012				
	Olje mill Sm ³	Gass mrd Sm ³	NGL mill tonn	Kond mill Sm ³	Total mill Sm ³ o.e.	Olje mill Sm ³	Gass mrd Sm ³	NGL mill tonn	Kond mill Sm ³	Total mill Sm ³ o.e.
Seld og levert	3897	1874	160	108	6183	84	108	9	4	214
Attverande reservar*	834	2049	129	40	3167	-55	-41	-10	3	-112
Avhengige ressursar i felt	337	185	22	3	567	5	-18	5	-3	-7
Avhengige ressursar i funn	679	330	14	20	1056	90	-14	0	0	76
Moglege framtidige tiltak for auka utvinning**	155	90			245	25	40	0	0	65
Uoppdaga ressursar	1330	1490		120	2940	35	300	0	15	350
Sum totalt	7232	6018	325	290	14158	185	375	4	19	586
Nordsjøen										
Seld og levert	3364	1516	118	73	5178	66	64	5	2	142
Attverande reservar*	676	1366	83	6	2205	-36	-50	-2	-2	-91
Avhengige ressursar i felt	296	113	12	0	433	4	8	2	0	16
Avhengige ressursar i funn	508	138	9	13	676	52	-7	-2	-1	40
Uoppdaga ressursar	540	250		25	815	-55	15	0	5	-35
Sum	5384	3383	222	117	9306	31	31	4	3	72
Norskehavet										
Seld og levert	533	334	41	31	975	18	40	4	2	67
Attverande reservar*	128	475	39	9	686	-19	-36	-9	-1	-72
Avhengige ressursar i felt	41	60	9	1	119	1	17	3	0	24
Avhengige ressursar i funn	53	141	5	6	209	7	14	2	3	26
Uoppdaga ressursar	340	475		35	850	40	30	0	0	70
Sum	1095	1484	94	81	2839	48	65	-1	4	115
Barentshavet										
Seld og levert	0	24	1	4	31	0	4	0	1	5
Attverande reservar*	30	208	6	25	276	0	44	1	6	51
Avhengige ressursar i felt	0	12	1	2	15	0	-43	-1	-3	-47
Avhengige ressursar i funn	118	51	1	1	171	31	-21	0	-1	9
Uoppdaga ressursar	450	765		60	1275	50	255	0	10	315
Sum	598	1061	9	92	1768	82	240	0	12	334

* Inkluderer ressurskategoriane 1, 2 og 3

** Ressursar frå framtidige tiltak for auka utvinning er berre rekna ut for totalt utvinnbart potensial, og ein har ikkje fordelt det moglege potensialet for kvart område



Det norske regelverket krev at oljeselskapa leverer Oljedirektoratet kjernepøver, eller steinpøver, frå alle leitebrønnane på norsk sokkel. Direktoratet har ca 140 kilometer kjernepøver i lageret sitt. Desse blir mellom anna nytta av industrien til å skaffe kunnskap om undergrunnen. (Foto: Oljedirektoratet)

For at oljeselskapa skal kunne gjere gode vedtak, er det ein føresetnad at rammeverket er føreseieleg og transparent. Organiseringa av verksemda skal saman med rolle- og ansvarsdelinga verne viktige samfunnsomsyn og sikre at verdiskapinga kjem fellelskapet til gode. Dette omfattar mellom anna omsynet til det ytre miljøet, helse, arbeidsmiljø og tryggleik. Alle tener på eit rammeverk som gir petroleumsindustrien tildriv til å oppfylle statens målsetjingar, samtidig som selskapa maksimerer si eiga avkasting.

Juridisk rammeverk

Petroleumslova (lov 29. november 1996 nr. 72 om petroleumsvirksomhet) inneheld den overordna heimelen for konsesjons-systemet som regulerer norsk petroleumsverksemd.

Etter lova og forskrifta til lova (forskrift 27. juni 1997 nr. 653) kan det tildelast løyve for undersøking etter, utvinning av og transport av petroleum. Petroleumslova slår fast at det er staten som har eigedomsretten til undersjøiske petroleumsførekomstar på den norske kontinentalsokkelen. Offentlege godkjenningar og løyve er også nødvendig i alle fasar av petroleumsverksemda, frå tildeling av undersøkings- og utvinningsløyve, i samband med innsamling av seismikk og leiteboring, til planar for utbygging og drift¹, og planar for avslutning av felt.

Før det blir gitt løyve til undersøking og produksjon, må området der aktiviteten blir planlagt vere opna for petroleumsverksemd. I samband med dette skal det utarbeidast ei konsekvensutgreiing som mellom anna vurderer dei økonomiske og sosiale verknadene og miljøverknadene verksemda kan ha. Konsekvensutgreiing og opning av nye område er regulert i kapittel 3 i petroleumslova og kapittel 2a i petroleumsforskrifta.

Utvinningsløyve blir til vanleg tildelte gjennom konsesjonsrundar. Regjeringa kunngrer då ei viss mengd blokker som det kan søkjast utvinningsløyve for. Utlysing er nærare regulert i kapittel 3 i petroleumslova og kapittel 3 i petroleumsforskrifta. Søkjarane kan søkje som gruppe eller individuelt. Kva søknaden skal innehalde, og framgangsmåten for å søkje på utvinningsløyve er regulert i kapittel 3 i petroleumslova og kapittel 3 i petroleumsforskrifta. Oljedirektoratet har utarbeidd ei rettleiing for korleis søknaden bør utformast, og rettleiinga er tilgjengeleg på nettsidene til Oljedirektoratet. På bakgrunn av søknadene som kjem inn, tildeler Olje- og energidepartementet utvinningsløyve til ei gruppe selskap. Til grunn for tildeling ligg saklege, objektive, ikkje-diskriminerande og kunngrorde kriterium. Departementet peikar ut ein operatør for interessentskapet som skal stå for den operative verksemda som løyvet gir

rett til. Rettshavargruppa fungerer også som eit internt kontrollsystem i utvinningsløyvet, der kvar rettshavar har rolla som kontrollør av arbeidet til operatøren.

Utvinningsløyvet regulerer rettar og plikter som selskapa har overfor staten. Dokumentet utfyller føresegnene i petroleumslova og viser detaljerte vilkår. Det gir einerett til undersøking, leiteboring og utvinning av petroleum innanfor det geografiske området for løyvet. Rettshavarane blir eigarar av petroleumen som blir produsert. Standard utvinningsløyve med vedlegg finst på nettsidene til Olje- og energidepartementet. Nærare føresegner om utvinningsløyve står i kapittel 3 i petroleumslova og kapittel 3 i petroleumsforskrifta.

Utvinningsløyvet gjeld i første omgang for ein innleiande periode (leiteperiode) som kan vare i inntil ti år. I denne perioden skal det utførast ei fastsett arbeidsplikt i form av mellom anna geologisk og geofysisk førearbeid og/eller leiteboring. Dersom rettshavarane er einige om å gi opp utvinningsløyvet, kan det leverast tilbake etter at arbeidsplikta er oppfylt. Ønskjer rettshavarane å gå vidare med arbeidet i utvinningsløyvet, går løyvet inn i forlengingsperioden, som er perioden for utbygging og drift. Leiteperioden er nærare regulert i kapittel 3 i petroleumslova og kapittel 3 i petroleumsforskrifta.

Dersom selskapa finn det kommersielt å byggje ut eit felt, er dei forplikta til forsvarleg utbygging og drift av påviste petroleumsførekomstar. Dermed er selskapa ansvarlege for å arbeide for og gjennomføre nye prosjekt, men det er styresmaktene som gir endeleg godkjenning til å setje i gang. Når ein ny førekomst skal byggjast ut, må selskapa leggje fram ein plan for utbygging og drift (PUD) til departementet for godkjenning. Ein viktig del av utbyggingsplanen er ei konsekvensutgreiing som går ut til høyring til instansar som saka vedkjem. Konsekvensutgreiinga viser korleis ein reknar med at utbygginga vil verke på miljøet, fiskeria og samfunnet elles. Behandlinga av denne utgreiinga og av sjølve utbyggingsplanen sikrar ressursmessig forsvarlege prosjekt som har akseptable konsekvensar for andre samfunnsinteresser. Rettshavar kan eventuelt godtgjere at utbygginga blir omfatta av ei eksisterande relevant konsekvensutgreiing. Departementet har utarbeidd ein rettleiar for plan for utbygging og drift og plan for anlegg og drift. Hovudføremålet med rettleiaren er at regelverket og styresmaktene sine forventingar til utbyggjarar på norsk sokkel skal kome klart fram. Rettleiaren finst på nettsidene til Oljedirektoratet.

Utbygging og drift er nærare regulert i kapittel 4 i både petroleumslova og petroleumsforskrifta.

¹ I kapittel 4 er det gjort greie for utbygging og drift. Gassforvaltninga er omtala i kapittel 4.

Petroleumslova krev at rettshavarane som hovudregel skal leggje fram ein avslutningsplan for departementet to til fem år før løyvet går ut eller blir oppgitt, eller bruken av ei innretning endeleg tar slutt. Avslutningsplanen skal ha to hovuddelar: ei konsekvensutgreiing og ein disponeringsdel. Konsekvensutgreiinga gir oversikt over konsekvensar som ein ventar at disponeringa vil ha for mellom anna miljøet. Disponeringsdelen skal mellom anna innehalde framlegg til korleis petroleumsvirksemnda på eit felt kan avviklast.

Kapittel 5 i petroleumslova og kapittel 6 i petroleumsforskrifta regulerer disponering eller avvikling av innretningar. I tillegg til petroleumslova regulerer OSPAR-konvensjonen (Konvensjon om vern av det marine miljøet i det nordaustlege Atlanterhavet) disponeringa av innretningane våre. Ut frå konvensjonen kan berre få innretningar etterlatast.

Erstatningsansvar for forureiningsskade er regulert i kapittel 7 i petroleumslova. Rettshavarane er ansvarlege for forureiningsskade, utan omsyn til skuld. Det er altså eit objektivt ansvar.

Kapitla 9 og 10 i petroleumslova, med forskrifter, regulerer tryggleiken i samband med petroleumsvirksemnda. Det er eit utgangspunkt at verksemnda skal gå føre seg slik at et høgt tryggleiksnivå kan oppretthaldast og utviklast i alle fasar, i takt med den kontinuerlege teknologiske og organisatoriske utviklinga.

Statleg organisering

Stortinget set rammene for petroleumsvirksemnda i Noreg, mellom anna ved å vedta lover. Store utbyggingssaker og prinsipielle saker skal drøftast der. Stortinget kontrollerer også regjeringa og statsforvaltninga.

Regjeringa har den utøvande makta over petroleumspolitikken og står til ansvar overfor Stortinget for politikken sin. Til å utøve politikken får regjeringa hjelp frå departementa, underliggjande direktorat og tilsyn. Ansvar for dei ulike rollene i utøvinga av petroleumspolitikken er fordelt slik:

- Olje- og energidepartementet – ansvar for ressursforvaltninga og sektoren under eitt, og for staten sine eigardelar i Statoil og Petoro AS, som er ivaretarar for Statens direkte økonomiske engasjement (SDØE)
- Arbeids- og sosialdepartementet – ansvar for arbeidsmiljø og tryggleik
- Finansdepartementet – ansvar for petroleumsskattlegging
- Samferdselsdepartementet – ansvar for oljevernberedskapen
- Klima- og miljødepartementet – ansvar for ivaretaking av det ytre miljøet

Oljedirektoratet er administrativt underlagt Olje- og energidepartementet. Oljedirektoratet har ei sentral rolle innanfor petroleumsvirksemnda, og er eit viktig rådgivande organ for Olje- og energidepartementet. Oljedirektoratet utøver forvaltningsmynde i samband med undersøkingar etter og utvinning av petroleumsvirksemnda på den norske kontinentalsokkelen. Dette omfattar også mynde til å fastsetje forskrifter og gjere vedtak etter regelverket for petroleumsvirksemnda.

Gassco AS er eit statleg selskap som har ansvaret for transport av gass frå den norske kontinentalsokkelen. Selskapet er operatør for Gassled. Gassco har ikkje eigardelar i Gassled, men har tilsyn med operatørskapet på ein nøytral og effektiv måte i forhold til eigarane og brukarane.

Petoro AS er eit statleg selskap som på vegner av staten tar hand om dei forretningsmessige sidene knytt til statens direkte eigarskap i felt (SDØE). Statoil ASA er eit internasjonalt selskap som er til stades i 35 land. Selskapet er børsnotert i Oslo og New York. Staten eig 67 prosent av aksjane i selskapet.

Arbeids- og sosialepartementet har det overordna ansvaret for forvaltninga av arbeidsmiljøet og for tryggleik og beredskap i samband med petroleumsvirksemnda. Petroleumstilsynet har ansvaret for å føre tilsyn med den tekniske og operasjonelle tryggleiken, medrekna beredskap og arbeidsmiljø i petroleumsvirksemnda.

Finansdepartementet har det overordna ansvaret for skattar og avgifter frå petroleumsvirksemnda. Oljeskattekontoret er ein del av Skatteetaten, som er underlagd Finansdepartementet. Oljeskattekontoret skal først og framst sørge for rett fastsetjing og innbetaling av skattar og avgifter som politiske styresmakter vedtar. Toll- og avgiftsdirektoratet sørger for å fastsetje og krevje inn NO_x-avgifta. Finansdepartementet har og ansvaret for å forvalte Statens pensjonsfond – Utland. Ansvar for den operative forvaltninga er delegert til Noregs Bank.

Samferdselsdepartementet har ansvaret for beredskap mot akutt forureining i norske farvatn. Kystverket har ansvaret for den statlege oljevernberedskapen.

Klima- og miljødepartementet har det overordna ansvaret for forvaltninga av miljøvernet og det ytre miljøet i Noreg. Miljødirektoratet har mellom anna ansvaret for å følgje opp forureiningslova.

Statens inntekter frå petroleumsverksemda

Noreg har eit eige system for å sikre staten inntekter frå petroleumsverksemda. Hovudgrunngevinga for dette systemet er den ekstraordinære avkastninga som er knytt til utvinning av ressursane. Eigarskapen til petroleumsressursane tilhøyrr fellesskapet. Staten sikrar seg ein stor del av verdiane som blir skapte gjennom skattelegging og det direkte eigarskapet SDØE.

Petroleumsskattlegginga byggjer på reglane for ordinær bedriftsskattlegging, men er fastlagd i ei eiga petroleumsskattelov (lov av 13. juni 1975 nr. 35 om skattlegging av undersjøiske petroleumsforekomster m.v.). På grunn av den ekstraordinære lønnsmda ved utvinning av petroleumsressursane blir det i tillegg lagt ein særskatt på denne næringsverksemda. Den ordinære skattesatsen er 27 prosent. Særskattesatsen er 51 prosent. Når ein reknar ut grunnlaget for ordinær skatt og særskatt blir investeringane avskrivne lineært over seks år, frå det året investeringa blir pådrege. Det er frådrag for alle relevante kostnader, medrekna kostnader til leiting, forskning og utvikling, finansiering, drift og fjerning. Konsolidering mellom felt er det fullt høve til. For å skjerme normalavkastninga frå særskatt er det eit ekstra frådrag i utrekningsgrunnlaget for særskatt, friinntekt. Dette er på 22 prosent av investeringane (5,5 prosent per år i fire år frå og med investeringsåret).

Selskap som ikkje er i skatteposisjon, kan føre fram underskot og friinntekt med rente. Desse rettane følgjer deltakarandelane og kan overførast. Selskapa kan også søkje om å få refundert skatteverdien av undersøkingsutgifter i samband med likninga.

Petroleumsskattesystemet skal verke nøytralt, slik at eit investeringsprosjekt som er lønnsamt for ein investor før skatt, også vil vere det etter skatt. Ein slik eigenskap vil gjere at ein både kan få vesentlege inntekter til fellesskapet og at selskapa ønskjer å gjennomføre alle lønnsame prosjekt.

Utvunnen petroleum frå norsk kontinentalsokkel blir i mange tilfelle omsett til nærstående selskap. Det er viktig for statens inntekter at olje og gass seld frå Noreg blir skattlagt til marknadsprisar. For å kunne vurdere om prisfastsetjinga til nærstående selskap er slik som to uavhengige partar ville ha avtala seg imellom, kan det fastsetjast normprisar som skal brukast til å rekne ut skattbar inntekt ved likninga. Det er Petroleumsprisrådet (PPR) som fastset normprisen. Rådet tar imot informasjon og har møte med selskapa før den endelege normprisen blir sett. Normprissystemet gjeld for ulike typar og kvalitetar petroleum. For gass legg ein den faktiske salsprisen til grunn.

Driftsinntekter (normpris)

- Driftskostnader
 - Avskrivning (lineært over 6 år)
 - Letekostnader, FoU og avslutningskostnader
 - Miljøavgifter og arealavgift
 - Netto finanskostnader
-
- = Ordinært skattegrunnlag (27 %)
-
- Friinntekt (5,5% av investeringer over 4 år)
-
- = Særskattegrunnlaget (skattesats: 51 %)

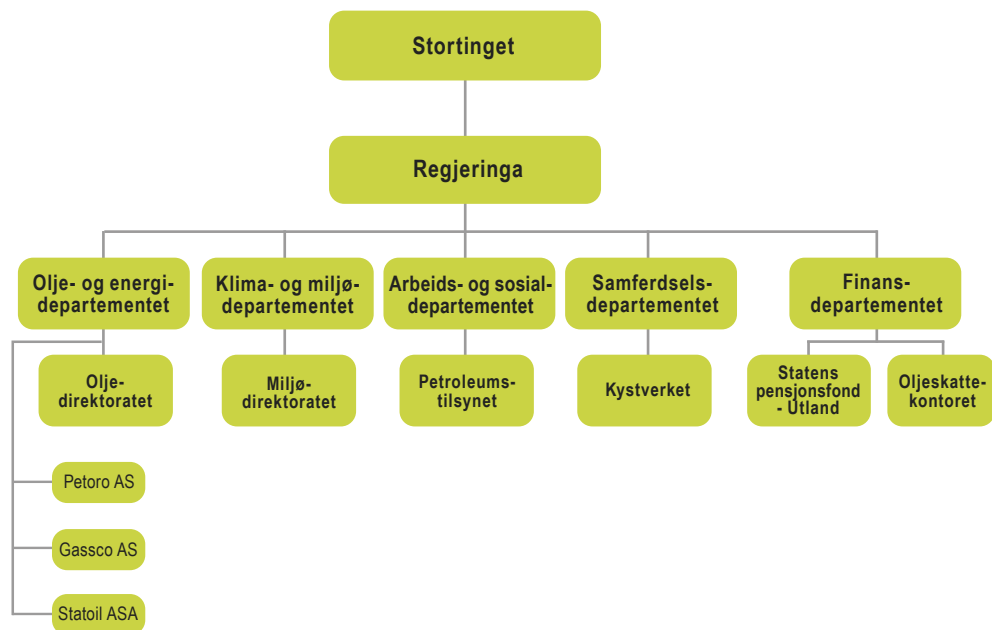
Figur 3.1 Utrekning av petroleumsskatt
(Kjelde: Olje- og energidepartementet)

Statens direkte økonomiske engasjement (SDØE) er ei ordning der staten eig ein del i mange olje- og gassfelt, rørleidningar og landanlegg. Eigardelen i olje- og gassfelta blir fastsett i samband med tildeinga av utvinningsløyvet, og storleiken varierer frå felt til felt. Som ein av fleire eigarar dekkjer staten sin del av investeringane og kostnadene og får ein tilsvarande del av inntektene frå utvinningsløyvet. SDØE blei oppretta med verknad frå 1. januar 1985. Fram til då hadde staten hatt eigarskap i utvinningsløyve berre gjennom Statoil, som staten då var eineeigar av. Statoils deltakardelar blei i 1985 splitta i ein direkte økonomisk del til staten (SDØE) og ein del til Statoil. I samband med børsnoteringa av Statoil i 2001 blei ansvaret for ivaretaking av SDØE-porteføljen overført til det statlege ivaretakarselskapet Petoro. Per 01.01.2014 hadde staten direkte økonomiske deltakardelar i 179 utvinningsløyve, og dessutan delar i 15 interessentskap i rørleidningar og landanlegg.

Staten eig 67 prosent av aksjane i Statoil. Som eigar i Statoil får staten utbytte som blir ein del av inntektene frå petroleumsverksemda. Utbyttet som staten fekk i 2013 var 14,42 milliardar kroner.

Arealavgifta skal medverke til at tildelte område blir utforska på ein effektiv måte, slik at eventuelle ressursar kjem i produksjon så fort som råd innanfor økonomisk forsvarlege rammer, og slik at eksisterande felt får lengre levetid.

Viktige miljøavgifter for petroleumsverksemda er CO₂-avgifta og NO_x-avgifta. I samband med petroleumsverksemda er det i tillegg kvoteplikt. Det inneber at rettshavarselskapa må kjøpe klimavotar for kvart tonn CO₂ dei slepper ut på norsk kontinentalsokkel.



Figur 3.2 Statleg organisering av petroleumsverksemda (Kjelde: Statsbudsjettet)

CO₂-avgifta blei innført i 1991 og er eit verkemiddel for å redusere utslepp av CO₂ frå petroleumsverksemda. CO₂-avgifta skal betalast per standardkubikkmeter (Sm³) gass som blir brend eller sleppt direkte ut, og per liter olje eller kondensat som blir brend. For 2014 er satsen sett til 98 øre per liter olje, kondensat eller standardkubikkmeter gass. Samla kostnad for å sleppe ut CO₂ i verksemda er høg, om lag 450 kr/tonn CO₂.

Extractive Industries Transparency Initiative (EITI) er eit internasjonalt initiativ der føremålet er å styrkje styresettet ved å offentliggjere og kontrollere inntektsstraumar til staten frå olje-, gass- og gruveselskap i land som er rike på naturressursar. Større openheit om pengestraumar skal gjere sitt til å betre forvaltninga og til at innbyggjarane kan halde si eiga regjering ansvarleg for bruken av pengane. Som det til no einaste OECD-landet har Noreg implementert EITI. Det er oppretta ei interessentgruppe med deltakarar frå styresmaktene, selskapa og sivilsamfunnet. Gruppa tar aktivt del i prosessen med å ta i bruk EITI i Noreg. Noreg blei godkjent som EITI-land i mars 2011. 24 land er så langt godkjend som EITI medlemmar.

DEN NORSKE PETROLEUMSINDUSTRIEN – FRÅ BRØNN TIL KUNDE

4



Frå prosessanlegget på Kollsnes i Hordaland. Her blir mellom anna gassen frå Trollfeltet prosessert
(Foto: Øyvind Sætre/Gassco)

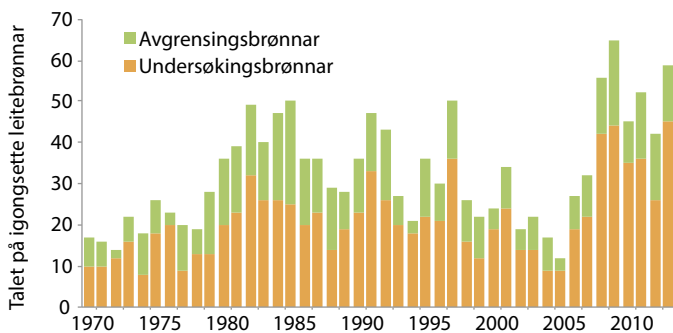
For å sikre at ressursane på norsk sokkel blir effektivt utnytta, går det føre seg ein lang og grundig prosess frå funn blir gjort til dei er bygt ut og produksjonen tek til. Samstundes må verksemda stadig tilpasse seg ny informasjon, ny teknologi, endra krav og marknadstilhøve. I dette kapittelet gjer vi kort greie for leiteverksemda på norsk sokkel, utbygging, drift og avviking av felta, gasseksport og dei viktigaste marknadstilhøva i dag, og til slutt omsyna til klima og miljø.

Leiteverksemda

For å få ut petroleumsressursane som finst på den norske kontinentalsokkelen, må ressursane påvisast gjennom leiting. Utforminga av leitepolitikken er difor ein viktig del av den langsiktige norske ressursforvaltninga og regjeringa vil gi selskapa tilgang til attraktive leiteareal

På den norske kontinentalsokkelen har Stortinget opna for petroleumsaktivitet i størstedelen av Nordsjøen, Norskehavet og Barentshavet Sør. Estimata frå Oljedirektoratet over uoppdaga ressursar i områda på sokkelen, ligg på om lag 3 mrd Sm³ utvinnelege oljeekvivalentar. Fordelinga av dei uoppdaga ressursane mellom dei ulike havområda er om lag 28 pst i Nordsjøen, 29 pst i Norskehavet og 43 pst i Barentshavet (sjå figur 4.2).

Etter at leiteaktiviteten i ein periode hadde vore låg, tok han seg opp i 2006, sjå figur 4.1. I 2009 blei det sett ny rekord med 65 igangsette leitebrønner. I 2013 begynte selskapa på 59 leitebrønner, og dette resulterte i 20 funn. Dei siste åra er det også gjort store funn som Johan Sverdrup i Nordsjøen og Johan Castberg i Barentshavet.



Figur 4.1 Igangsette leitebrønner på den norske kontinentalsokkelen 1970–2013 (Kjelde: Oljedirektoratet)

Leitepolitikk i modne og umodne område

Konsesjonssystemet

I det norske konsesjonssystemet er det to typar likestilte konsesjonsrundar. Den eine er dei nummererte konsesjonsrundane for umodne delar av sokkelen. Slike har det vore sidan 1965, i seinare tid gjennomførte annakvart år. Nummererte konsesjonsrundar startar med at oljeselskapa blir inviterte til å nominere blokker som dei ønskjer utlyst. Basert på dette og på vurderingane til styresmakterne sjølve blir eit forslag til utlysing sendt ut på offentleg høyring. Utlysinga av runden blir til slutt kunngjord av regjeringa.

Den andre er ordninga med tildeling av utvinningsløyve i førehandsdefinerte område (TFO) som blei innført for modne delar av kontinentalsokkelen i 2003. Ordninga inneber at det er oppretta førehandsdefinerte leiteområde som omfattar alt mode areal på sokkelen, der oljeselskapa kan søkje på alt areal innanfor det definerte området. Etter kvart som nye område blir modna, vil områda bli utvida, men ikkje innskrenka. Det er lagt opp til ein fast årleg syklus for konsesjonsrundar i modne område. Til no har det vore gjennomført 11 årlege rundar (TFO 2003–2013).

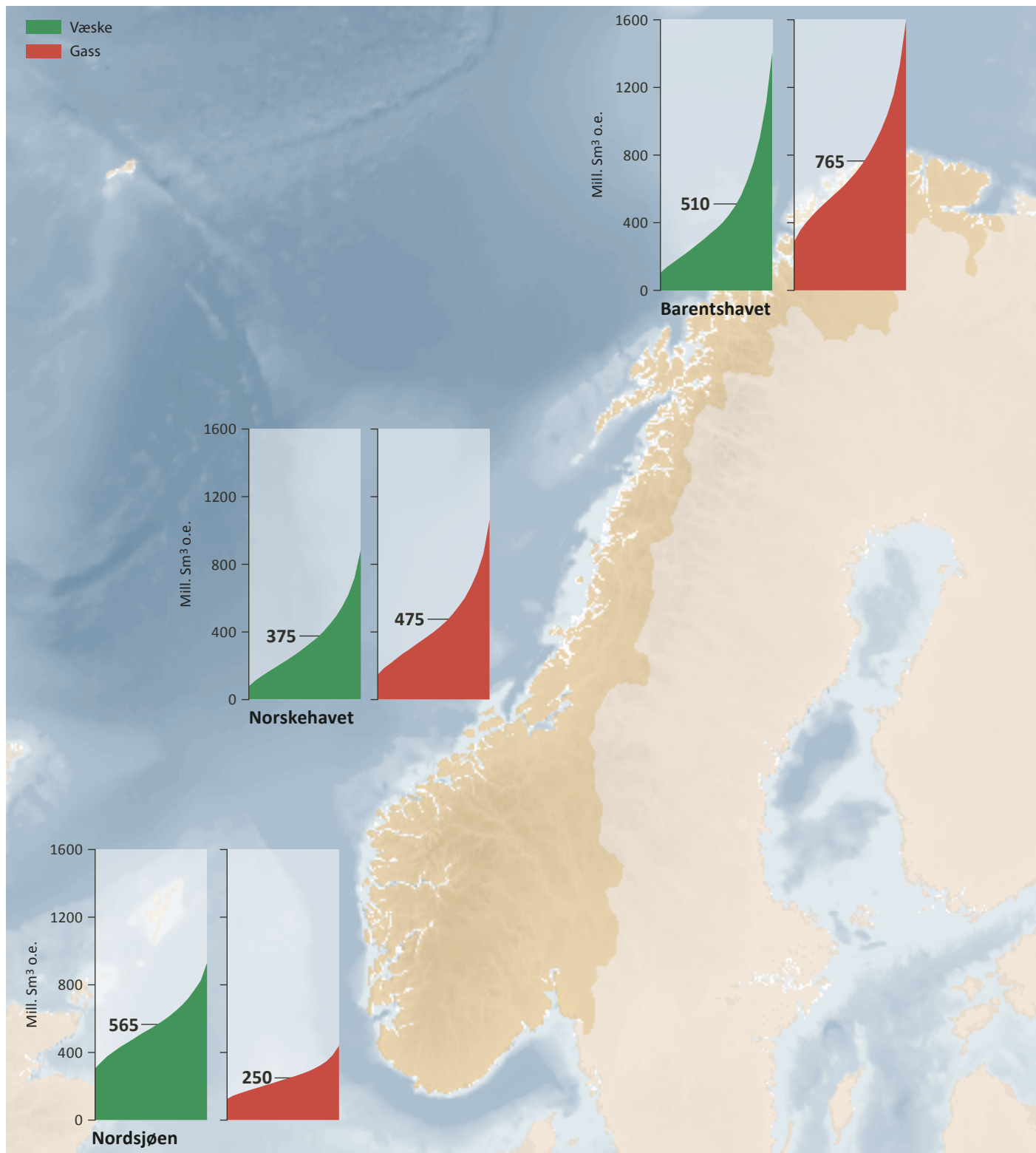
I konsesjonsrundane kan søkjarane søkje som gruppe eller individuelt. Til grunn for tildelinga av utvinningsløyva ligg saklege, objektive, ikkje-diskriminerande og kunngjorde kriterium. På bakgrunn av søknadene som kjem inn, tildeler Olje- og energidepartementet utvinningsløyve til ei gruppe selskap. Departementet peikar ut ein operatør for interessentskapet til å stå for den operative verksemda som løyvet gir rett til.

Utvinningsløyvet gjeld i første omgang for ein initiell periode (leiteperiode) som kan vare inntil ti år.

Modne område

Petroleumsverksemda på den norske kontinentalsokkelen tok til i Nordsjøen, og har, over tid flytta seg nordover basert på prinsippet om stegvis utforsking. Frå eit leiteperspektiv gjer dette at store delar av Nordsjøen i dag blir rekna som modne område. Det same gjeld Haltenbanken og området rundt feltet Ormen Lange i Norskehavet og området rundt Snøhvit og Goliat i Barentshavet.

Kjenneteikn på modne område er kjend geologi og godt utbygd eller planlagt infrastruktur. Det er sannsynleg at det vil bli gjort funn, men mindre sannsynleg at det vil vere nye, store funn. Det er viktig å påvise, og få ut ressursane i området, før infrastrukturen i området blir stengd ned. Dersom det ikkje lèt seg gjere, kan lønnsame ressursar bli liggjande att fordi funna er for små til å forsvare ei eiga utbygging av infrastruktur. Tilleggsressursane frå området rundt eit produserande eller planlagt felt kan òg auke lønnsmda i felta mellom anna ved å forlengje levetida på hovudfelta slik at meir av ressursane som er til stades kan produserast.



Figur 4.2 Uoppdaga ressursar fordelt på område. Talet i kvar søyle viser venta utvinneleg volum medan den skrå linja viser uvissa i estimatet, lågt estimat til venstre, høgt estimat til høgre (Kjelde: Oljedirektoratet)



Figur 4.3 Arealstatus for norsk kontinentalsokkel per mars 2014 (Kjelde: Olje- og energidepartementet)

I dei modne delane av norsk sokkel har styresmaktene tilpassa konsesjonspolitikken slik at dei tidskritiske ressursane kan bli produsert i rett tid. Difor blei ordninga med tildeling i førehandsdefinerte område (TFO) innført. Figur 4.3 viser det arealet som blei lyst ut for tildeling i TFO 2014. TFO-område er eit førehandsdefinert område som ikkje kan innskrenkast, men som blir utvida etter kvart som nye område blir modne. Innanfor TFO området blir det gjennomført årlege tildelingar.

For styresmaktene er det viktig at det blir arbeidd aktivt med areal som har fått konsesjon. Ved tildeling blir områda for utvinningsløyve skreddarsydd slik at selskapa berre får område der dei har konkrete planar for utforsking. Dersom ein gruppe rettshavarar ikkje lengre ønskjer å utforske området omfatta av utvinningsløyve, må området leverast tilbake. Nye selskap, som kan ha eit anna syn på potensialet, kan då søkje på det tilbakeleverte arealet. Det fører til sirkulasjon av areal og meir effektiv utforsking av dei modne områda.

Umodne område

Områda på den norske kontinentalsokkelen som i dag blir rekna som umodne, er store delar av Barentshavet og Norskehavet, og mindre område i Nordsjøen. I Norskehavet gjeld det særleg djupvassområda og dei nordlegaste delane.

Kjenneteikn på umodne område er lite kjennskap til geologien, større tekniske utfordringar og manglande infrastruktur. Uvissa omkring geologien er større her, og det er mogleg å gjere nye, store funn. Aktørane som skal leite i umodne område må i tillegg til eit solid finansielt fundament ha brei erfaring og teknisk og geologisk kompetanse.

I 18. konsesjonsrunde i 2004 blei prinsippa for tilbakelevering i umodne område endra til å vere likelydande med dei prinsippa som gjeld for modne område. Det tar lang tid å leite etter ressursar i umodne område. Ikkje alle selskap som har fått utvinningsløyve i umodne område, kan levere inn ein utbyggingsplan ved utgangen av den initielle perioden. Hovudregelen for tilbakelevering i desse områda er knytt til avgrensing av ressursar som er påviste ved boring. I umodne område er det elles gjort dei same endringane som i modne område når det gjeld å skreddarsy områda og arbeidsprogramma som skal tildelast.

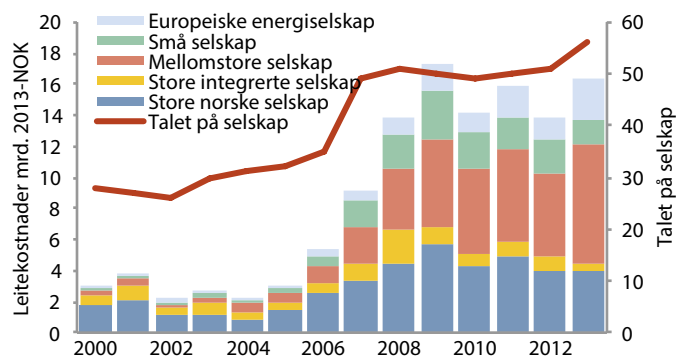
22. konsesjonsrunde blei tildelt våren 2013 og omfatta 24 utvinningsløyve i Barentshavet og Norskehavet. 29 selskap fekk tilbod om andelar. 23. konsesjonsrunde blei sett i gang i august 2013 med invitasjon til å nominere område på sokkelen. Ein konsesjonsrunde tar normalt 2-3 år. Fokuset for konsesjonsrunden blir truleg i Barentshavet.

Uopna område og opningsprosessar

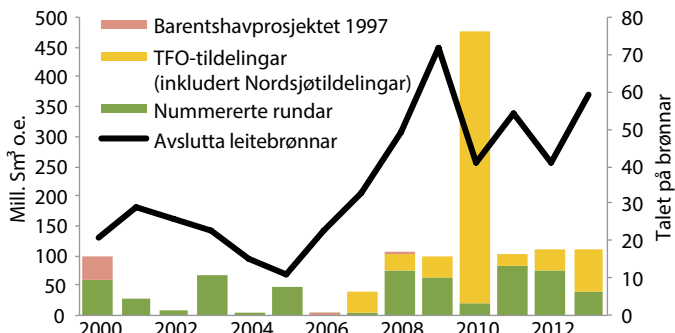
På den norske kontinentalsokkelen er det framleis store område som Stortinget ikkje har opna for petroleumsverksemd. Det gjeld mellom anna heile Barentshavet nord, det nordaustlege Norskehavet (Troms II, Nordland VII og delar av Nordland IV, V og VI), Skagerak og området rundt Jan Mayen. Generelt gjeld det for uopna område at Stortinget må vedta at dei skal opnast for petroleumsaktivitet før dei eventuelt kan bli lyst ut i ein konsesjonsrunde. Noko av grunnlaget for slike vedtak er ei konsekvensutgreiing som vurderer mellom anna økonomiske og sosiale verknader, samt miljøverknader som verksemda vil kunne ha.

Aktørbiletet

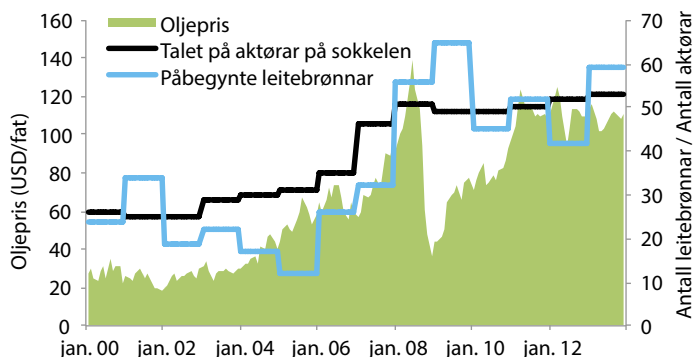
Med aktørbiletet meiner vi talet på og samansetjinga av oljeselskapa som gjennomfører petroleumsaktivitetar på den norske kontinentalsokkelen. Dei største internasjonale aktørane har ein sentral plass, ein naturleg konsekvens av at det har vore store og krevjande oppgåver på sokkelen. Etter kvart som områda har modnast og utfordringane har endra seg og blitt meir diversifiserte, har det vore viktig å tilpasse aktørbiletet til den endra situasjonen. (sjå figur 4.6). For å leggje forholda betre til rette for nye aktørar er det introdusert ei ordning med prekvalifisering av nye operatørar og rettshavarar. Dei nye selskapa bidreg i dag vesentleg til leiting og ressurstilvekst på norsk sokkel, sjå figurene 4.4 og 4.5.



Figur 4.4 Leitekostnader i utvinningsløyve i Nordsjøen etter storleiken på selskapa (Kjelde: Oljedirektoratet)



Figur 4.5 Ressurstillvekst (Kjelde: Oljedirektoratet)



Figur 4.6 Stigande oljepris og eit breiare aktørbilete har medverka til høg leiteaktivitet (Kjelde: Oljedirektoratet)

Utbygging og drift

Styremaktene har etablert rammer for utbygging og drift som skal sikre langsiktig god forvaltning av petroleumsressursane, saman med andre samfunnsomsyn. Frå utbygging av felta og fram til avviking må det takast omsyn til langsiktige, heilskaplege og effektive løysingar.

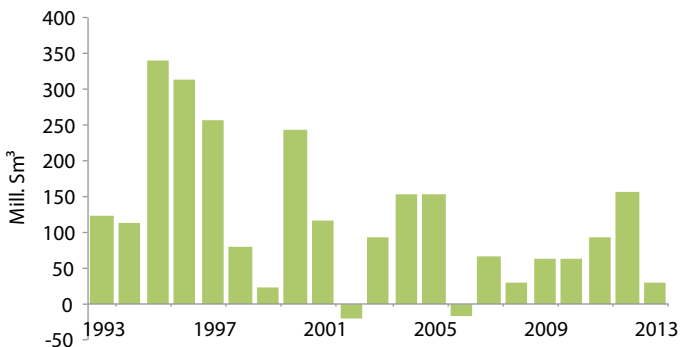
I 2013 godkjende styremaktene planane for utbygging og drift (PUD) av felta Gina Krog, Ivar Aasen, Aasta Hansteen, og Oseberg Delta 2. Samstundes med godkjenning av Aasta Hansteen blei også plan for anlegg og drift (PAD) for gassrøyret Polarled godkjent. Utbyggingsplanen for Flyndre ligg til godkjenning hos styremaktene. I 2014 er det også forventa at utbyggingsplanar for mellom andre Zidane og Maria blir sende inn.

Effektiv produksjon av petroleumsressursane

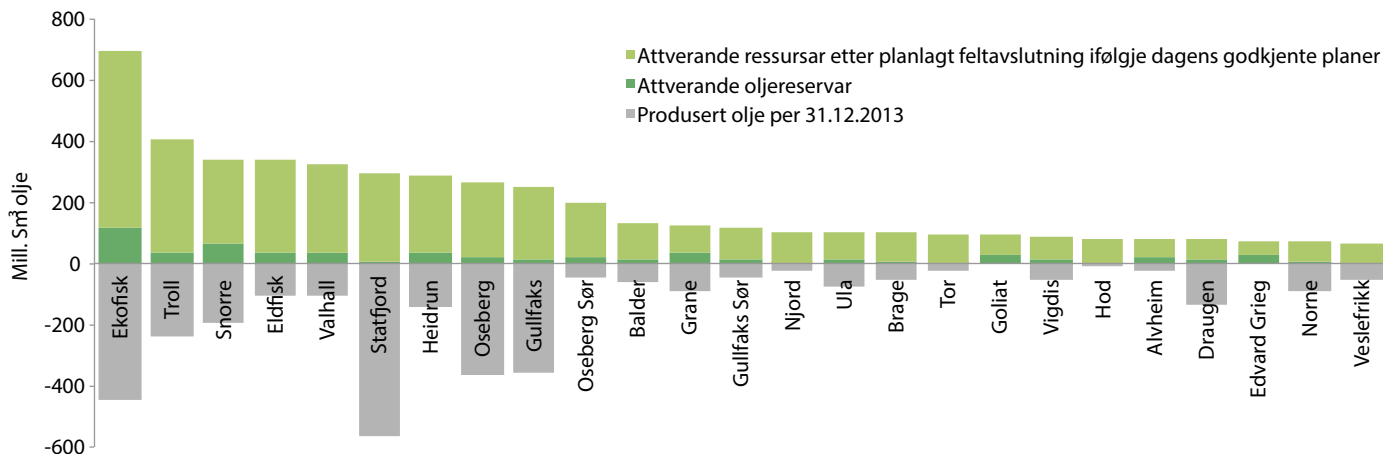
Med tanke på samfunnsinteressene i samband med utbygging og drift av olje- og gassfelt, har styremaktene etablert rammer for desse aktivitetane. Det er lagt opp til ein modell som utnyttar både samarbeidet og konkurransen mellom aktørane. Føremålet er å skape eit klima for gode avgjerder som tener både storsamfunnet og selskapa. Sjå kapittel 3 for meir informasjon om organisering og rammeverk.

Det er viktig å utnytte ressursane i dei kjende områda godt. Her er det eit stort potensial som kan generere store verdiar for samfunnet dersom det blir utnytta. Oljedirektoratet har vurdert dette potensialet og kome fram til ei målsetjing om ein reservetilvekst på den norske kontinentalsokkelen på 800 mill. Sm³ olje i tiårsperioden før 2015. Reservetilveksten per 31.12.2013 var 638 mill. Sm³ olje. Det er om lag dobbelt så mykje som dei opphavlege oljeressursane i heile Gullfaksfeltet. Målsetjinga er eit strekksmål for industrien og styremaktene.

Figur 4.7 viser årleg tilvekst av oljereservar i perioden 1993–2013. Rekneskapa for 2013 viste ein vekst på 155 mill. Sm³ olje, bokført som nye reservar. Den største auken i oljereservane kjem frå felta Ekofisk, Troll og Gullfaks Sør, og frå at det er vedtatt utbygging av ressursane i felta Edvard Grieg, Martin Linge, Gina Krog og Ivar Aasen, slik at dei dermed har gått frå å vere ressursar til å bli reservar.



Figur 4.7 Brutto reservetilvekst, olje 1983–2013 (Kjelde: Oljedirektoratet)



Figur 4.8 Fordeling av oljeressursar og oljeresservar i felt (Kjelde: Oljedirektoratet)

Auka utvinning i modne område

Det ligg framleis eit stort potensial for verdiskaping i å auke utvinningsgraden i produserande felt, effektivisere drifta og leite etter ressursar i nærleiken av utbygd infrastruktur.

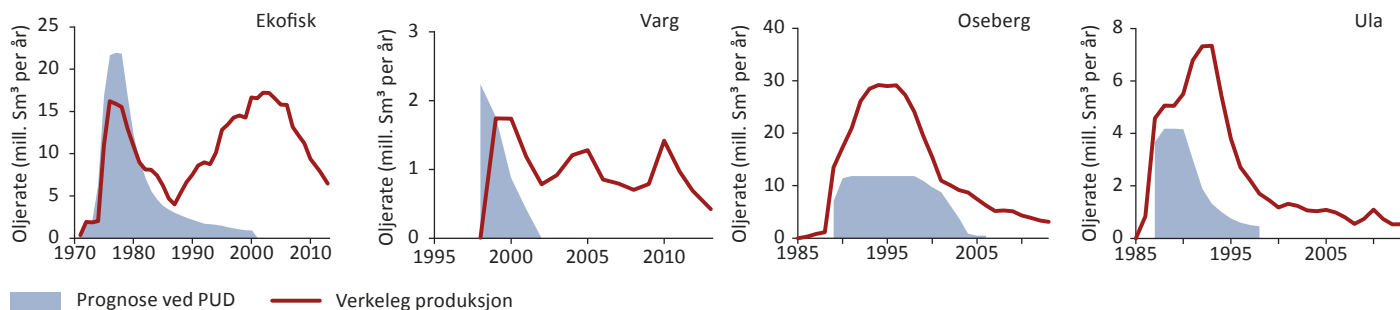
Figur 4.8 gir ei oversikt over oljeressursane i dei 30 største feltene i produksjon. Ressursane kan delast inn i tre grupper:

- produserte mengder
- reservar som er att
- ressursar som vil bli liggjande att i grunnen etter den planlagde nedstenginga.

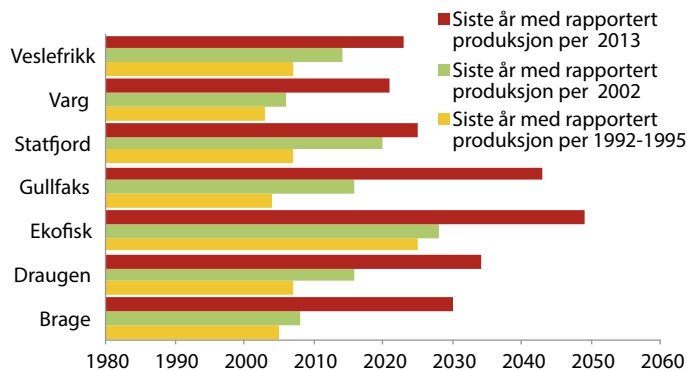
Figuren viser at med dagens planar vil det vere att store oljeressursar etter den planlagde nedstenginga av desse feltene. Mange tiltak er nødvendige dersom ein skal kunne produsere meir av ressursane på norsk sokkel. Tiltaka kan delast i to hovudgrupper: Tiltak for å auke ressursuttaket og effektivisering av drifta.

Auka ressursuttak

Først og fremst må rettshavarane investere i prosjekt som kan auke utvinningsgraden. Døme på dette er boring av fleire brønner, tiltak for å få meir ut av eksisterande brønner, injeksjon i reservoara for å få ut meir petroleum og tilpassingar i prosessanlegg. Slike tiltak gjer sitt til å auke den gjennomsnittlege utvinningsgraden.



Figur 4.9 Produksjonsutvikling for Ekofisk, Varg, Oseberg og Ula (Kjelde: Oljedirektoratet)



Figur 4.10 Levetida for nokre felt (Kjelde: Oljedirektoratet)

Det er store skilnader i utvinningsgrad felte imellom, mellom anna på grunn av dei geologiske forholda. Like fullt kan det vere av interesse å sjå på utviklinga av gjennomsnittleg utvinningsgrad for alle felte. I 1995 var den venta gjennomsnittlege utvinningsgraden for olje om lag 40 prosent for felt i produksjon. I dag er den tilsvarende graden 46 prosent. Ein forventar at utvinningsgraden vil auke i åra som kjem. Utvikling og bruk av ny teknologi har vore og er svært viktig for å auke utvinninga. Sidan mange felt på norsk sokkel er i haleproduksjon, er det stor vinst av å auke utvinninga og forlenge drifta frå desse. Den faktiske produksjonen frå felt som Ekofisk, Varg, Oseberg og Ula har blitt svært annleis enn det dei opphavlege utbyggingsplanane la opp til, sjå figur 4.9.

Lengre levetid er positivt: Ein kan produsere meir og ein kan setje i verk auka utvinningstiltak. Det inneber at infrastrukturen vil vere på plass i ein lengre periode. Dermed aukar sjansane for at andre funn kan bli knytt opp til denne infrastrukturen, slik at levetida til felt blir lengre enn ein tidlegare har rekna med, sjå figur 4.10.

Auka oljeutvinning blir definert som all auke av oljereservar samanlikna med eit referansepunkt. Referansepunktet vil normalt vere plan for utbygging og drift (PUD).

Det er store skilnader i reservoarmessige og tekniske løysingar mellom ulike oljefelt. Dei valde utbyggingsløysingane vil legge føringar for kva tiltak det er realistisk å gjennomføre for auka utvinning på eit seinare tidspunkt. På enkelte oljefelt blir det valt utbyggingsløysingar som gir stor fleksibilitet til å gjennomføre nye tiltak for auka utvinning, mens det på andre felt er vedtatt utbyggingsløysingar som gjer det meir kostnadskrevjande å auke utvinninga på eit seinare tidspunkt.

Faktaboks 4.1 Auka oljeutvinning

Auka oljeutvinning er definert som all auke i oljereservar samanlikna med eit referansepunkt. Referansepunktet vil normalt vere plan for utbygging og drift (PUD). Desse oljevoluma er alt funne, men treng modning, til dømes ved teknologiutvikling, før dei kan produserast. Av dei attverande oljeressursane som etter dei planane som er vedtekne i dag vil bli liggjande att i reservoaret, er om lag halvdelen mobil olje. Resten er immobil olje som krev avanserte fløymingsmetodar for å bli produsert.

Auka oljeutvinning kan definerast som Improved Oil Recovery (IOR) og Enhanced Oil Recovery (EOR). IOR inneber konvensjonelle og mekaniske utvinningsmetodar retta mot den mobile oljen, og blir ofte kalla produksjonsoptimalisering. På norsk sokkel er det i hovudsak boring av fleire og meir avanserte brønner som har bidratt til IOR.

EOR er avanserte fløymingsmetodar der eigenskapane til eksisterande eller nye injeksjonsvæsker blir endra. Overflatespenninga mellom olje og vatn eller fuktingsegenskapane i reservoaret kan endrar slik at den immobile oljen kan produserast. Injeksjon av vatn med redusert saltinnhald, CO₂ og surfaktantar (tensid) er døme på slike injeksjonsvæsker. Andre kjemiske endringar av injeksjonsvæska, som tilsetning av polymer, kan bidra til at mobil olje som ikkje er blitt eksponert for injeksjon kan produserast.

Effektiv drift

Den viktigaste faktoren for å forlengje levetida til eit felt er at produksjonen er lønnsam. Effektiv drift medverkar til å redusere og kontrollere produksjonskostnadene. Vidare gjer effektiv drift det muleg med lønsam produksjon over lengre tid. Er drifta effektiv nok, kan meir av ressursane bli lønnsame å produsere. Mange felt er i ein situasjon der kostnadsnivået må reduserast for å kunne forsvare lønnsam drift og verdiskaping. Trass i høge oljeprisar dei siste åra, har også kostnadene på norsk sokkel auka og gjort at merksemda om effektiv drift er særskild viktig for selskapa. Effektiv drift er også viktig for å redusere utslepp til luft og sjø frå aktivitetane på norsk kontinentalsokkel.

Nye funn – effektiv utnytting av infrastruktur

I 2013 blei det investert om lag 173 mrd. kroner på den norske kontinentalsokkelen utanom leiting. Totalt er det investert over 2600 mrd. kroner på norsk sokkel målt i dagens pengeverdi. Gjennom desse investeringane er det etablert mykje infrastruktur. Denne infrastrukturen gjer det muleg å produsere og transportere petro-

Høyre: Prosessanlegget på Skarv FPSO. Skarv utenfor Helgelandskysten kom i produksjon kring årsskiftet 2012/2013 (Foto: BP)

Under: Understellet til Edvard Grieg-plattformen under bygging på Kværner Verdal (Foto: Lundin)



leum, og han legg grunnlag for å utnytte ytterlegare ressursar på ein kostnadseffektiv måte.

Når produksjonen frå eit felt minkar, blir det ledig kapasitet i infrastrukturen som kan nyttast effektivt for ressursar som kan knytast opp til denne infrastrukturen. I ein del tilfelle er bruk av eksisterande infrastruktur ein føresetnad for lønnsam utbygging og produksjon av nye, mindre førekomst. Leiting etter og utbygging av ressursar i nærleiken av eksisterande infrastruktur, kan tilføre det norske samfunnet store verdiar. Styremaktene oppfordrar aktørane til samarbeid, og følgjer mellom anna arbeidet til samarbeidsfora som områdeforum, som er verksame for enkelte område på norsk sokkel.

For å medverke til effektiv bruk av eksisterande infrastruktur, mellom anna plattformer og rørleidningar, utarbeidde Olje- og energidepartementet i 2005 Forskrift om andres bruk av innretningar, som tok til å gjelde frå 2006. Føremålet med forskrifta er å sikre effektiv bruk av infrastrukturen og dermed gi rettshavarar gode insentiv til å drive leite- og utvinningsverksemd. Føremålet blir oppfylt gjennom rammer for forhandlingsprosessen og utforminga av tariffar og vilkår i avtalar om andre sin bruk av innretningar. Forskrifta inneber inga endring i prinsippet om at det er dei kommersielle aktørane som skal forhandle fram gode løysingar.

Opprydding etter at produksjonen er avslutta

Petroleumsverksemda låner havet, og gjennom alle fasar av olje- og gassverksemda skal ein ta omsyn til miljøet og andre brukarar av havet. Utgangspunktet er at når verksemda er avslutta, skal innretningane fjernast og området ryddast.

Når styresmaktene gjer vedtak om korleis ei innretning på den norske kontinentalsokkelen skal disponerast, tar dei i bruk både nasjonalt og internasjonalt regelverk. Ein viser til kapittel 3 Rammeverk og organisering for nærare omtale av regelverket om disponering, men vil i denne samanhengen nemne kravet i petroleumslova om at rettshavarane som hovudregel skal leggje fram ein avslutningsplan for departementet to til fem år før løyvet går ut, blir gitt opp, eller bruken av ei innretning endeleg tar slutt.

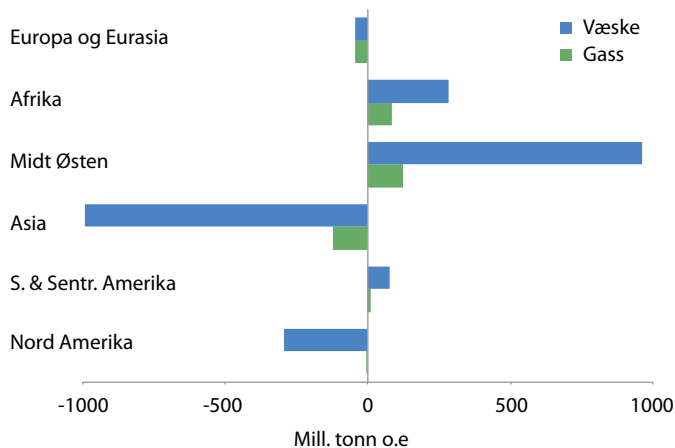
Olje- og energidepartementet har til nå handsama eit titals avslutningsplanar. I dei fleste sakene er det bestemt at utrangerte innretningar skal bli fjerna og tatt i land, som til dømes Odin, Nordøst Frigg, Øst Frigg, Lille Frigg og Frøy. Under handsaminga av avslutningsplanane for Ekofisk I og Frigg blei det gitt løyve til å la betongunderstellet med vernevegg på Ekofisktanken og eit betongunderstell på Friggfeltet vere att.

Nye funn og tiltak for auka utvinning har ført til forlenging av levetid for fleire felt, til dømes Statfjord A og Varg, slik at innleveringa av avslutningsplanar er blitt utsett.

Energimarknaden

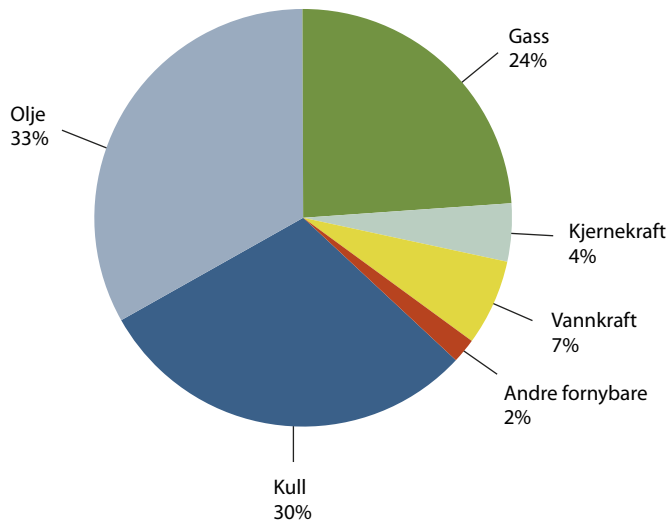
Sikker tilgang til energi er viktig for alle land. Auka bruk av energi kan frigjere arbeidskraft frå lågproduktivt manuelt arbeid til bruk i meir høgproduktiv verksemd. Samanhengen mellom energiforbruk og vekst i BNP er difor sterk, særleg for framveksande økonomiar. Olje og gass er ei av dei viktigaste handelsvarene i verda. Auka etterspurnad i Asia og auka tilbod frå Nord-Amerika fører til at dei globale handelsmønstra vil endre seg framover.

Dei viktigaste drivkreftene bak auka energiforbruk er vekst i folketalet og i økonomien. I tida framover vil auka etterspurnad stort sett kome frå landa utanfor OECD. Framveksande økonomiar vil stå for om lag 90 prosent av auken fram mot 2035, og økonomisk vekst i Kina er i dag den viktigaste drivande faktoren. I framtida vil truleg India ta over Kinas rolle. Asias netto import i 2012 er vist i figur 4.11.



Figur 4.11 Differansen mellom produksjon og forbruk av olje og gass fordelt på verdsdel, 2012 (Kjelde: BP Statistical Review 2013)

Ser vi på forbruket av energi fordelt på kjelde i 2012 utgjer olje den største delen, etterfølgt av kol og gass. Basert på kva som var kommersiell omsatt i 2012, dekte fossile energikjelder om lag 87 prosent av den globale etterspurnaden samla sett. Fornybar energi aukar sterkt, men aukar frå et lågt nivå. Etterspurnaden etter kol har auka sterkt dei siste åra.



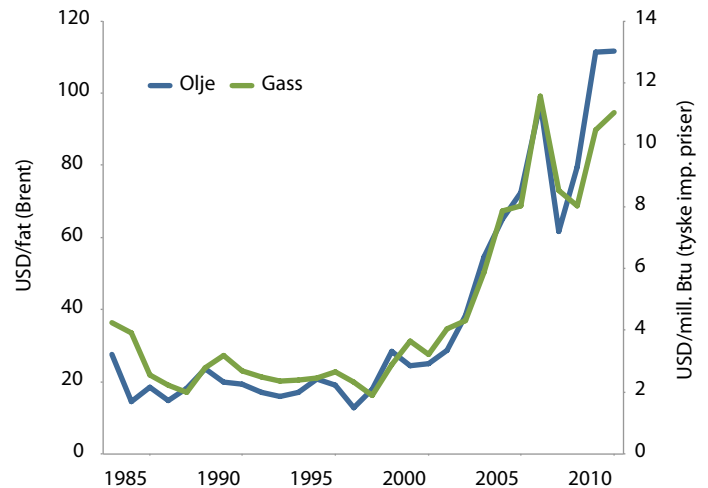
Figur 4.12 Verdas energietterspørsel fordelt på kjelde, 2012
(Kjelde: BP Statistical Review 2013)

Utviklinga i pris

Sterk vekst i etterspurnaden frå Asia har i ein lang periode vore med på å skape kraftig oppgang i prisen for olje og gass. Samstundes har prisen på innsatsfaktorar auka kraftig. Når dei lettaste ressursane blir produserte først, vil dei attverande ressursar vere vanskelegare å utvinne, eller dei vil ofte ligge lenger unna eksisterande infrastruktur og marknader. Dette gjer at produksjons- og transportkostnadene ofte aukar. Isolert sett er dette over tid med på å auke prisen. Geopolitiske forhold, slik som krig og politiske endringar, påverkar produksjonsmønstra og har verka inn på prisutviklinga dei siste åra.

Utsikter til relativt høge olje- og gassprisar og stadig betre teknologi er ein av grunnane til at ressursar som tidlegare ikkje blei sett som kommersielle å utvinne blir sett i produksjon. Dels er dette ukonvensjonelle ressursar som ikkje tidlegare har vore lønnsame å utvinne. Oljesand i Canada, tungolje i Venezuela og skiferolje og -gass i USA er døme på slike ukonvensjonelle ressursar. Produksjon frå desse nye olje- og gassressursar vil vere viktig på tilbodssida framover, trass i at størstedelen av produksjonen framleis kjem frå dei konvensjonelle olje- og gassressursane.

Økonomisk vekst i framveksande asiatiske land og redusert tilbod grunna politisk uro i Midt-Austen og Nord-Afrika har dei siste åra gitt prisar på et historisk høgt nivå. Økonomisk vekst i Asia, utviklinga i Midt-Austen og produksjon frå nye olje- og gassressursar vil vere særskilt viktige for tilbods- og etterspurnadssida også framover.



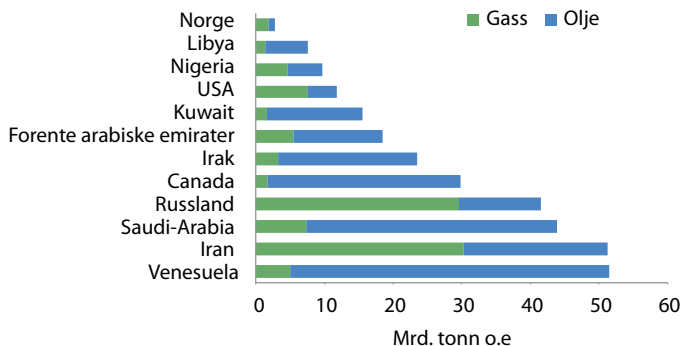
Figur 4.13 Historiske prisar på olje og gass (1985–2012), løpande USD
(Kjelde: BP Statistical Review 2013)

Olje

Transportsektoren står for meir enn halvparten av oljeforbruket, i form av drivstoff til motorkøretøy. Olje blir også brukt som råvare i industri og i nokon grad til kraft- og varmeproduksjon. Olje dekkar om lag 33 prosent av verdas energietterspurnad i 2012. Svak økonomisk utvikling innanfor OECD og høge prisar har gjort at veksten i etterspurnad har vore svak dei siste åra. I 2012 var dagleg forbruk på verdbasis 89,8 millionar fat. Til samanlikning var dagleg oljeproduksjon på norsk sokkel om lag 1,9 millionar fat.

USA, Kina, Japan, India, Russland og Saudi-Arabia vart dei største olje-konsumentane i 2012, mens dei største produsentane var Saudi-Arabia, Russland, USA, Kina, Canada, Iran, Dei foreinte arabiske emirata, Kuwait og Irak. Noreg var den 15. største oljeprodusenten i 2012.

Mykje av dei attverande oljeressursane er lokaliserte i Midt-Austen. Dei største produsentane i Midt-Austen, saman med nokre andre produsentland, samarbeider gjennom organisasjonen OPEC. Ved å auke eller redusere tilbodet søker OPEC-landa å halde prisen på eit stabilt nivå som for dei er akseptabelt. Gjennomsnittsprisane på råolje (Brent blend) var i 2012 og 2013 etter tur på 111,7 og 108,7 dollar per fat. I et historisk perspektiv er dette svært høge prisar.

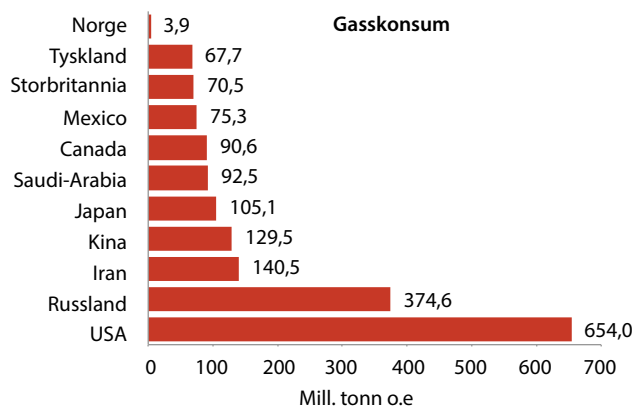
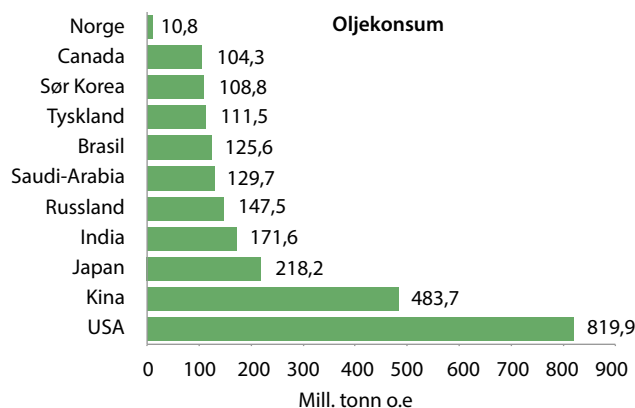
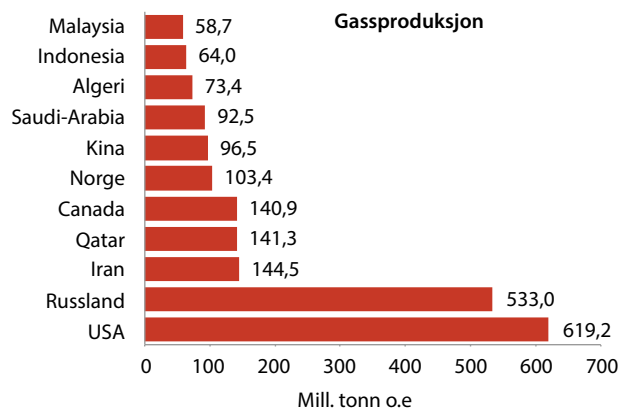
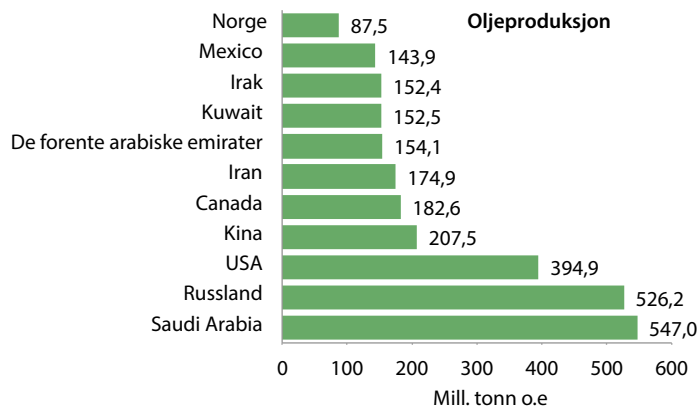


Figur 4.14 Olje- og gassreservar for utvalde land, 2012
(Kjelde: BP Statistical Review 2013)

Naturgass

Naturgass utgjør over 24 prosent av den samlede energietterspurningen i verden. Naturgass blir stort sett nytta til oppvarming og matlaging i hushold, i industri og til elektrisitetsproduksjon. I elektrisitetsproduksjon er det først og fremst kol dei konkurrerer med. Dei viktigaste markedene for naturgass er Europa, Asia og Nord-Amerika. USA og Asia (spesielt Kina og Japan) sto for den største forbruksveksten i 2012. Dei største produsentane er USA, Russland, Iran, Qatar, Canada og Noreg.

Transport av gass skjer enten via rørledning eller på skip der gassen blir trykksett og nedkjølt for å auke transportert mengde energi per volumeinnging. Dette blir omtala som LNG (liquefied natural gas). Transport av LNG krev mykje energi og er kostbart. Gassmarkedene har difor vore av meir regional karakter, i motsetnad til oljemarknaden som er ein effektiv global marknad. Gjennom store investeringar



Figur 4.15 Produksjon og konsum av olje og gass for utvalde land, 2012 (Kjelde: BP Statistical Review 2013)

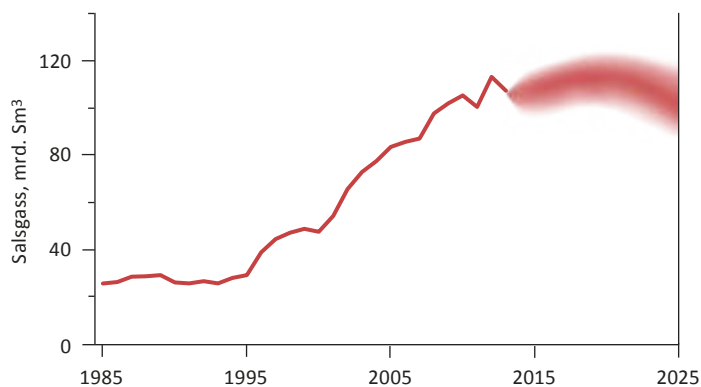
i transportkapasitet, enten rørleidningar eller i LNG-kjeden, prøver aktørar å utnytte skilnader i pris mellom dei regionale marknadene. Dette gjer at marknadene blir meir integrerte.

Auka etterspurnad frå Asia, tilbud av ukonvensjonell gass frå USA, transportkapasitet for LNG og gassprisen relativt til kol er dei viktigaste faktorane som vil påverke gassmarknaden framover.

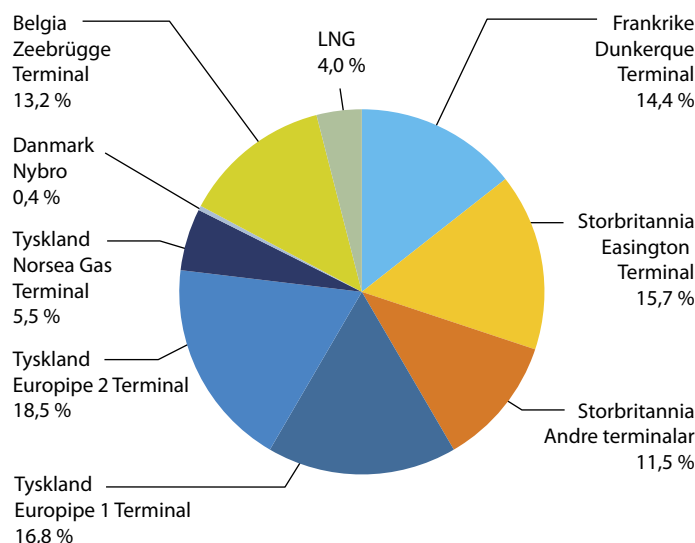
Gasseksport frå norsk sokkel

Norge er den tredje største gasseksportøren i verda. Så godt som all norsk gass blir selt i den europeiske marknaden. Ein godt utbygd og effektiv gassinfrastruktur og kort transportavstand gjer norsk gass konkurransedyktig i den europeiske marknaden.

Gassproduksjonen har dei siste åra vakse og utgjer difor ein større del av petroleumsproduksjonen enn tidlegare. Norsk gass blir eksportert til alle dei store konsumentlanda i Vest-Europa og er viktig for energiforsyninga i Europa. Gasseksporten var i 2013 om lag 107 BCM (mrd. Sm³). Av dette blei 103 BCM transportert gjennom rørleidningane og 4 BCM som LNG frå Snøhvit-anlegget. I tillegg blei det levert om lag 1,5 BCM til innanlandsk forbruk. Noko av den produserte gassen blir reinjisert; i fjor om lag 30 BCM. Energiinnhaldet i gassproduksjonen er om lag ti gonger så stort som den norske normalproduksjonen av elektrisitet og dekkjer 20 prosent av det europeiske gassforbruket. Størstedelen av eksporten går til Tyskland, Storbritannia, Belgia og Frankrike, der norsk gass utgjer mellom 20 og 40 prosent av det samla forbruket.



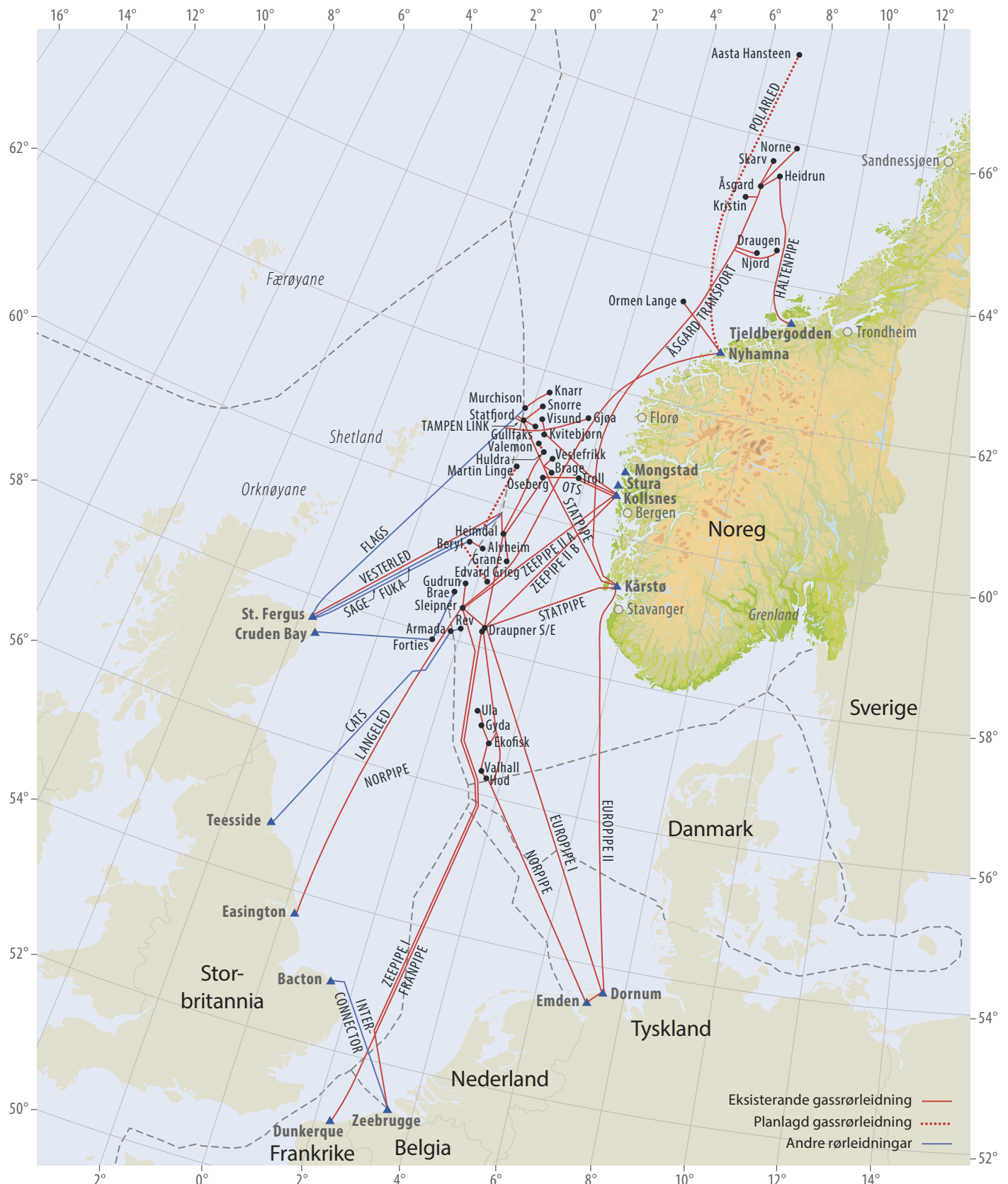
Figur 4.16 Salsgass frå norske felt
(Kjelde: Olje- og energidepartementet/Oljedirektoratet)



Figur 4.17 Norsk naturgasseksport i 2013 fordelt på leveransepunkt
(Kjelde: Gassco/Oljedirektoratet)

Alle rettshavarar på den norske kontinentalsokkelen er ansvarlege for å selje sin eigen gass. Statoil sel olje og gass som staten eig, saman med sin eigen petroleum, i samsvar med ein særskild instruks. Samla sel Statoil om lag 80 prosent av all norsk gass. Produ-sentselskap på den norske kontinentalsokkelen sel gass til kjøparar i mellom anna Tyskland, Frankrike, Storbritannia, Belgia, Nederland, Italia, Spania og Danmark. Snøhvit-anlegget leverer LNG til land særleg i Europa og Asia. Figur 4.16 viser historisk og venta norsk gassal. Ein ventar at gassalet vil nå eit nivå mellom 105 og 130 mrd. Sm³ i 2020, og mellom 80 og 120 mrd. Sm³ i 2025.

Store investeringar i transportløyningar er eit særtrekk ved gassproduksjon. Transportkapasiteten i det norske rørleidningssystemet er i dag om lag 120 mrd. Sm³ per år. Integrert i rørleidningssystemet er tre landanlegg for gass - Kårstø, Kollsnes og Nyhamna – som tar imot rikgass frå felt. Frå rikgassen blir det skilt ut tørrgass for vidare transport gjennom rørleidningane til mottaksterminalane. Det er fire mottaksterminalar for norsk gass på kontinentet: to i Tyskland, ein i Belgia og ein i Frankrike. I tillegg er det to mottaksterminalar i Storbritannia. Det norske gasstransportsystemet omfattar eit nettverk av rørleidningar med ei lengd på om lag 8000 km, om lag som avstanden frå Oslo til Beijing. Det er utarbeidd traktatar som regulerer rettar og plikter mellom Noreg og landa som har landingspunkt for gass frå norsk sokkel. Meir detaljert informasjon om rørleidningar og landanlegg fins i vedlegg 3.



Figur 4.18 Gassrørledningar (Kjelde: Oljedirektoratet)

Organisering av gasstransportsystemet

Eit overordna mål for styresmaktene er å oppnå størst muleg verdi på dei norske petroleumsressursane. Dei fleste felte inneheld både olje og gass, og det er om å gjere å sikre optimal balanse mellom oljeproduksjon og gassproduksjon. Når styresmaktene tildeler produksjonsløyve for gass, tar dei omsyn til utvinninga av olje. Styresmaktene har ei viktig rolle når det gjeld å leggje til rette for at hand-samings- og transportkapasiteten skal vere godt tilpassa framtidige behov. Samstundes er det viktig å sikre effektiv drift i det norske gasstransportsystemet. Til det nyttar styresmaktene hjelpemiddel som operatøren Gassco, den samordna eigarskapen av systemet Gassled og regulert tilgang til transportsystemet.

Gassco

Gassco AS vart oppretta i 2001, og staten eig 100 prosent av selskapet. Gassco er ein nøytral og uavhengig operatør av gasstransportsystemet med eit særskilt og eit allment operatøransvar. Det særskilde operatøransvaret er regulert gjennom petroleumslova og forskrifter og omfattar oppgåver som å utvikle ny infrastruktur, administrere kapasiteten i gasstransportsystemet og koordinere og styre gasstraumane gjennom nettverket av røyrleidningar fram til marknadene. Det allmenne operatøransvaret går ut på utøving av anleggsstyring i samband med petroleumslova og helse-, miljø- og sikkerhetslovgivinga (HMS). Denne verksemda er også regulert i operatørvtalen med Gassled. Gassco si rolle som nøytral og uavhengig operatør for gasstransportsystemet er viktig for å sikre at alle brukarane blir behandla likt.

Gassco greier ut transportløyningar, og gir råd til styresmaktene. Gassco skal medverke til ei heilskapleg vidareutvikling av norsk gassinfrastuktur. Når ein vurderer større utbyggingar, må difor annan norsk gass utover felt som utløyser eit gasstransportbehov, også bli tatt med i vurderingane. Ny gassinfrastuktur skal byggjast ut på ein måte som er tenleg for den eksisterande gassinfrastrukturen.

Gassled

Gassled er eit interessentskap som eig størstedelen av gassinfrastrukturen på norsk kontinentalsokkel; røyrleidningar, plattformer, prosessanlegg på land og mottaksterminalar i utlandet. Infrastrukturen blir brukt av alle som har behov for å skipe norsk gass. Verksemda til Gassled er regulert av petroleumsforskrifta og tariffane for dei individuelle tenestene er fastsett av Olje- og energidepartementet. Selskapet har ikkje tilsette, og det blir organisert gjennom komitear med spesifikke oppgåver.

Eigarane av Gassled var ved utgangen av 2013; Petoro AS, Solveig Gas Norway AS, Njord Gas Infrastructure AS, Silex Gas Norway AS, Infracore AS, Statoil Petroleum AS, Norseas Gas AS, ConocoPhillips Skandinavia AS, DONG E&P Norge AS, GDF SUEZ E&P Norge AS og RWE Dea Norge AS.

Regulert tilgang til transportsystemet

Røyrleidningssystemet er eit naturleg monopol, med store grunnlagsinvesteringar. Difor blir tilgang til og tariffane for bruk av kapasitet regulert av styresmaktene. For å fremje god ressursforvaltning, blir tariffane fastsett slik at fortjenesta frå olje- og gassutvinning blir tatt ut på felte, samstundes som eigarane av infrastrukturen får ei rimeleg avkastning på investeringane. Oljeselskapa har tilgang til kapasitet i systemet ut frå behovet for gasstransport. For å sikre god ressursforvaltning kan transportrettane bli overdratt mellom brukarar når behova endrar seg.

Felles eigarskap for transportsystemet sikrar at gassen blir frakta mest muleg effektivt og gir størst verdiskaping, sidan ein unngår interessekonfliktar om kva for ein røyrleidning gassen skal bli frakta gjennom. Gassco ser også til at frakta av gass i den daglege drifta av anlegga er effektiv, som ein del av det særskilde operatøransvaret.

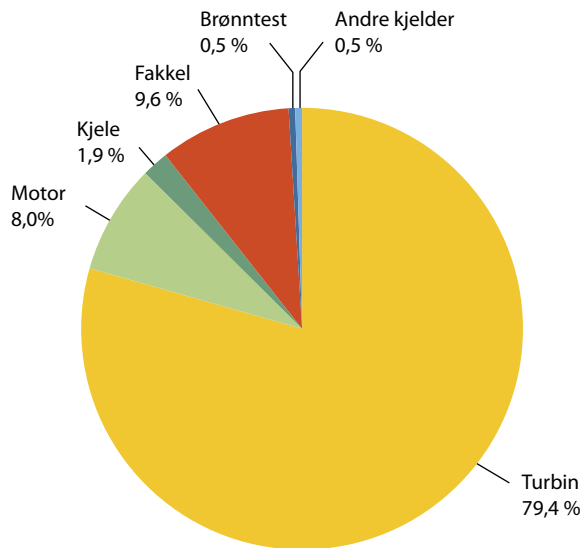
Utslepp frå petroleumsverksemda

Omsyn til miljøet er ein integrert del av forvaltninga av dei norske petroleumsressursane. Reguleringa bidrar til at det blir tatt omsyn til miljøet i alle fasar av petroleumsverksemda, frå konsekvensrundar til leiting, utbygging, drift og disponering.

Utslepp frå petroleumssektoren til luft er stort sett eksos frå brenning av naturgass i turbinar, fakling av naturgass og brenning av diesel (sjå figur 4.19). Desse avgassane inneheld mellom anna CO₂ og NO_x. Andre utslepp er nmVOC, metan (CH₄) og svoveldioksid (SO₂). Utslepp frå petroleumssektoren til sjø inneheld restar av olje og kjemikaliar som blir nytta i produksjonsprosessane. Det blir også utslepp til sjø av borekaks med restar av vassbaserte borevæsker. Ein har god oversikt over utsleppa, alle operatørar på den norske kontinentalsokkelen rapporterer utsleppsdata direkte inn i ein eigen database.

Utslepp frå petroleumsverksemda i Noreg blir regulert gjennom fleire lover, mellom anna petroleumslova, CO₂-avgiftslova, særavgiftslova, klimavotelova og forureiningslova. Petroleumsanlegga på land er underlagde dei same verkemidla som annan landbasert industri. Sentralt i petroleumslovgivinga står prosessane knytt til konsekvensutgreiing og godkjenning av nye utbyggingsplanar (PUD/PAD). Anlegg på land eller sjø innanfor grunnlinja kjem i tillegg inn under føresegnene i plan- og bygningslova.

Som eit av dei første landa i verda innførte Noreg ei CO₂-avgift i 1991. Avgifta har ført til utvikling av ny teknologi og utløyst tiltak som har redusert utsleppa mykje. Dei strenge reglane for fakling på petroleumslova gjer sitt til at det generelle nivået på fakling på norsk sokkel er lågt samanlikna med nivået internasjonalt. Verk-



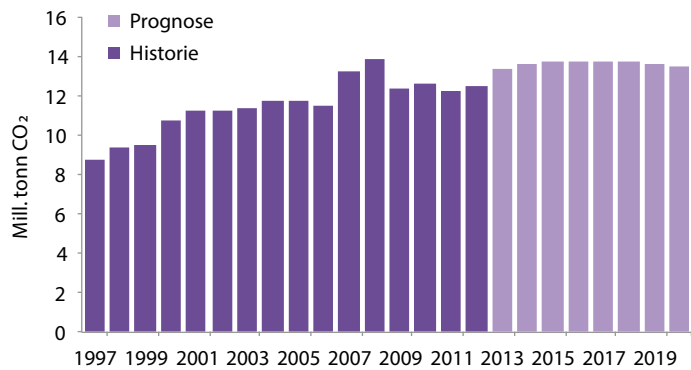
Figur 4.19 CO₂-utslepp frå petroleumsverksemda i 2012, fordelt på kjelder (Kjelde: Oljedirektoratet)

semda er òg omfatta av det europeiske kvotesystemet for CO₂. Styrsmaktene og oljeindustrien har arbeidd tett saman om å nå målet om null skadelege utslepp til sjø (nullutsleppsmålet). Ein reknar at målet om nullutslepp er nådd for tilsette kjemikalier.

Som eit resultat av sterke verkemiddel og felles satsing mellom styrsmakter og oljeselskap på forskning, teknologiutvikling og kompetansebygging, held norsk petroleumsverksemd svært høg miljøstandard samanlikna med petroleumsverksemd i andre land.

Utslepp av klimagassar

På grunn av den særlege samansetninga av norsk økonomi og at kraftproduksjonen på fastlandet er nær utelukkande vasskraft, står verksemda på kontinentalsokkelen for ein vesentleg del av dei nasjonale utsleppa av klimagassar. Petroleumsverksemda stod for kring 26 prosent av klimagassutsleppa i 2012. På grunnlag av oppdatert informasjon om produksjon og utslepp i petroleumssektoren reknar ein med at utsleppa frå petroleumssektoren aukar fram til rundt 2017 for deretter gradvis å minke, jf. figur 4.20. Energibruk og utslepp heng nært saman. Utviklinga på den norske kontinentalsokkelen har dei siste åra gått mot meir modne felt og lengre avstandar for gasstransport. I tillegg minkar reservoartrykket i gassfelt, og det krev meir energi i utvinninga.



Figur 4.20 Utslepp av CO₂ frå petroleumssektoren i Noreg (Kjelde: Oljedirektoratet)

Ei rekke tiltak er gjennomførte for å avgrense utsleppa. Brenninga av gass er svært låg, energiforsyninga på innretningane er effektivisert mellom anna gjennom bruk av varmegjenvinning frå turbinar eller kombikraftløysingar. Enkelte felt inneheld mykje CO₂. Noreg var først i verda med å lagre CO₂ tatt ut frå felt for å nå salskrava til gassen i større målestokk. Årleg blir det nå lagra opp til 1,7 mill tonn CO₂ frå Sleipner- og Snøhvitfelt. Bruk av kraft frå land reduserer utsleppa på kontinentalsokkelen. Ei rekke sjølvstendige innretningar har i dag ei slik løysing.

Selskapa som opererer på norsk sokkel ligg langt framme når det gjeld å ta i bruk løysingar som gir låge utslepp av klimagassar. Sidan 2008 er petroleumsverksemda ilagd både CO₂-avgiftsplikt og kvoteplikt. Samla gjer desse at næringa betaler ein høg pris for utslepp. Dette gjer at selskapa kan tene mykje på å redusere utsleppa sine. I tillegg blir det nytta andre verkemiddel, som vilkår i PUD/PAD, utsleppsløyve og produksjonsløyve (som mellom anna gjeld faking).

Noreg er tilslutta EU sitt kvotesystem. Dette inneber at EUs kvotehandelsdirektiv med tilhøyrande avgjerder gjeld for norske kvotepliktige verksemdar på lik linje med dei kvotepliktige verksemdene i EU. Tredje kvoteperiode gjeld frå 1. januar 2013 og fram til 2020. I Norge blir brenning av gass i fakkell berre tillate når det er nødvendig av tryggleiksgrunnar. Tillating til slik brenning blir gitt etter løyve frå Olje- og energidepartementet. Faking stod i 2012 for om lag 10 prosent av CO₂-utsleppa frå petroleumsverksemda.

Alle planar for utbygging og drift av olje- og gassfelt (PUD/PAD) skal innehalde ei god og effektiv energiløysing, med ei vurdering av kraftforsyning frå land. Det gjeld både nye feltutbyggingar og større modifikasjonar på eksisterande installasjonar.

Andre utslepp til luft

NO_x er ei nemning for fleire nitrogensambindingar som medverkar til forsureing. Miljøeffektane av NO_x er mellom anna skade på fiske- og dyreliv gjennom forsureing av vassdrag og jordsmonn, skade på helse, avlingar og bygningar på grunn av at det dannar seg bakkenært ozon. Noreg er i Gøteborgprotokollen forplikta til å redusere utsleppa av NO_x.

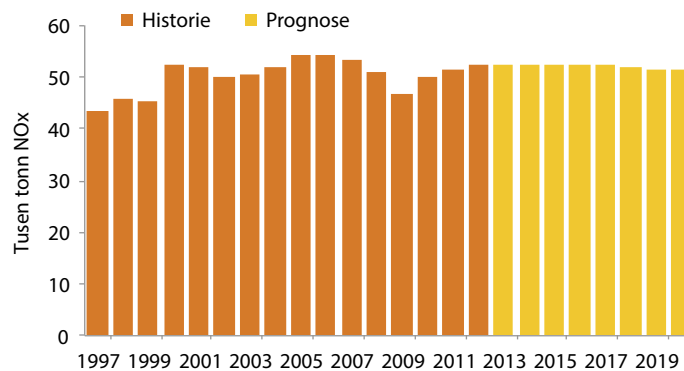
Det er nær samanheng mellom utsleppa av CO₂ og NO_x. Som for CO₂, er gassbrenning i turbinar, faking av gass og dieselbruk på innretningane sentrale utsleppskjelder for NO_x. Mengda av utslepp er avhengig både av teknologien og kor mykje drivstoff som blir brukt. Til dømes gir brenning i gassturbinar lågare utslepp av NO_x enn brenning i dieselmotorar.

Petroleumsverksemda står for om lag 30 prosent av dei norske NO_x-utsleppa. Dei totale utsleppa av NO_x frå sektoren har auka frå 1991 (sjå figur 4.21), men stabilisert seg sidan begynninga på 2000-talet. I dei seinare åra har utslepp frå faste innretningar blitt redusert, medan utsleppa frå flyttbare riggar har auka. Dette skuldast auka aktivitet med flyttbare innretningar som igjen heng saman med at fleire nye utbyggingar skjer på havbotnen og på djupt vatn.

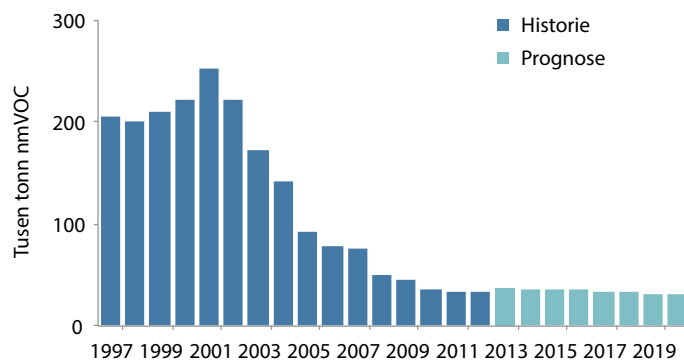
Utslepp av NO_x knytte til drift av innretningar på kontinentalsokkelen blir handsama i samband med behandlinga av PUD/PAD. Utsleppsløyve med heimel i forureiningslova omfattar òg NO_x-utslepp. Selskapa må betale avgift for sine utslepp eller slutte seg til miljøavtalen om NO_x som er inngått mellom den norske staten og næringsorganisasjonane.

NmVOC er ei nemning på flyktige organiske sambindingar, med unntak av metan, som fordampar frå substansar som til dømes råolje. Miljøeffektane av nmVOC er mellom anna at det dannar seg bakkenært ozon som kan gi helseskadar og skade avlingar og bygningar. NmVOC kan også skade luftvegane ved direkte eksponering, og medverkar indirekte til drivhuseffekten ved at det dannar seg CO₂ og ozon når nmVOC reagerer med luft i atmosfæren. Utsleppa av nmVOC frå petroleumsverksemda kjem i hovudsak frå lagring og lasting av råolje offshore. Mindre utslepp oppstår også på gassterminalane.

Dei norske nmVOC-utsleppa var i 2012 på 132 000 tonn. Utsleppa er meir enn halvert sidan 1990. Tradisjonelt var petroleumssektoren hovudkjelda til utslepp av nmVOC, men sidan starten på 2000-talet har nmVOC-utsleppa frå sektoren blitt kraftig redusert. Hovudårsaka til nedgangen i utsleppa er implementeringa av utsleppsreduserande teknologi som gjer at dei substansane som fordampar blir gjenvunne. Prognosane tyder på at nmVOC-utsleppa framleis vil vere låge i åra framover (sjå figur 4.22).



Figur 4.21 Utslepp av NO_x frå petroleumsverksemda (Kjelde: Oljedirektoratet)



Figur 4.22 Utslepp av nmVOC frå petroleumsverksemda (Kjelde: Oljedirektoratet)

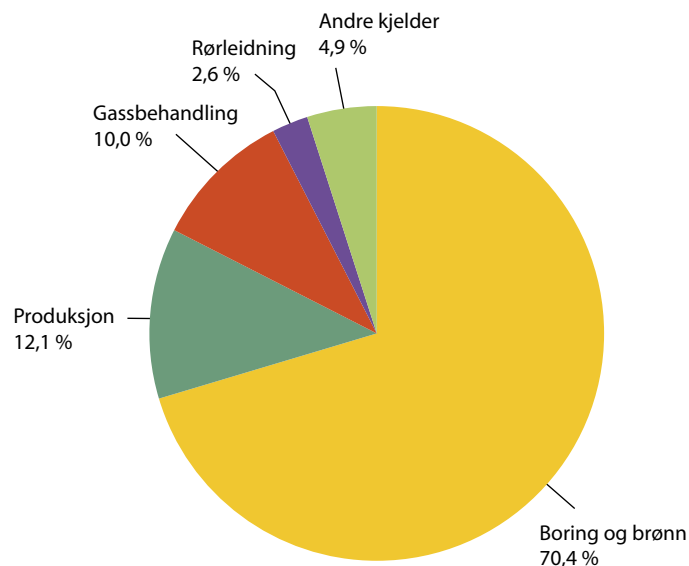
Driftsutslepp til sjø

Utslepp til sjø omfattar i hovudsak produsert vatn, borekaks og restar av kjemikalier og sement frå boreoperasjonar. Desse utsleppa blir deponerte i undergrunnen eller blir behandla som farleg avfall, eller reinsa før dei blir sleppte ut i sjøen.

Vatn som blir produsert saman med olje og gass, inneheld restar av olje i dropeform (dispergert olje) og andre organiske komponentar (inkludert lause oljefraksjonar). Det produserte vatnet blir reinsa før det blir sleppt ut i sjøen eller reinjisert i undergrunnen.

Olje- og kjemikalieutslepp frå produsert vatn kan ha lokale effektar i nærleiken av innretningane, og blir nasjonalt regulert gjennom utsleppsløyve med heimel i forureiningslova. Internasjonalt blir dei regulerte gjennom OSPAR-konvensjonen. Målsetjinga om null miljøfarlege utslepp til sjø frå petroleumsverksemda blei slått fast i 1997. Målet anses være nådd for tilsatte stoffer.

Kjemikalier er ei samlenemning for alle tilsetjingsstoff og hjelpestoff som blir nytta ved bore- og brønnoperasjonar og i produksjon av olje og gass. Hovudregelen er at det ikkje skal sleppast ut miljøfarlege stoff, enten dei er tilsette eller finst naturleg. Bidraget frå petroleumssektoren til dei nasjonale utsleppa til sjø er på under tre prosent av miljøgiftene på prioriteringslista til Miljødirektoratet.



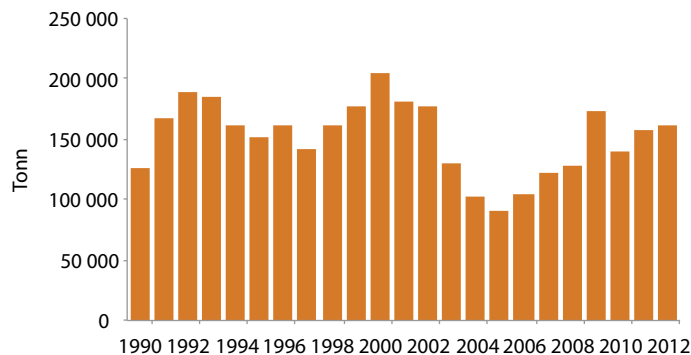
Figur 4.23 Utslepp av kjemikalier frå norsk petroleumsverksemd, fordelt på kjelder, 2012 (Kjelde: Oljedirektoratet)

Selskapa må søkje om utsleppsløyve for å kunne sleppe ut kjemikalier til sjø. Miljødirektoratet gir utsleppsløyve med heimel i føresegnene i forureiningslova.

Det meste av kjemikalieutsleppa er knytt til boreverksemda (sjå Figur 4.23), og utsleppsmengda varierer i tråd med aktivitetsnivået. Dei kjemikaliane som ikkje blir sleppte ut, løyser seg i olja, blir deponerte i undergrunnen eller blir behandla som farleg avfall.

Dei totale utsleppa av olje frå norsk petroleumsverksemd står for ein liten del av den totale tilførselen til Nordsjøen. Hovudtilførselen av olje til Nordsjøen kjem frå skipsfart og frå fastlandet via elvar. Ein reknar med at om lag fem pst av dei totale oljeutsleppa til Nordsjøen kjem frå norsk petroleumsverksemd.

På same måten som for kjemikalier må selskapa søkje om utsleppsløyve for å få sleppe ut olje til sjø. Miljødirektoratet gir utsleppsløyve med heimel i føresegnene i forureiningslova. Sjå figur 4.24 for totale utslepp av kjemikalier frå norsk petroleumsverksemd.



Figur 4.24 Totale utslepp av kjemikalier frå norsk petroleumsverksemd (Kjelde: Oljedirektoratet)

Akutte utslepp

Petroleumsverksemda har ikkje vore årsak til store akutte utslepp av olje som har ført til miljøskadar. I dei 40 åra det har vore drive petroleumsproduksjon, har utslepp frå verksemda heller aldri nådd land. I 2012 utgjorde dei totale akutte utsleppa av olje til sjø 16,3 m³.

Etter forureiningslova har operatørselskapa sjølve ansvar for og plikt til å etablere nødvendig beredskap for å handtere akutt forureining. I tillegg er det kommunal og statleg beredskap. Alle akutte utslepp frå innretningane på kontinentalsokkelen blir rapporterte til Kystverket, og årsakene blir undersøkte.

Akutte oljeutslepp kan skade fisk, sjøpattedyr, sjøfugl og strandsoner. I Noreg har dei fleste alvorlege akutte utsleppa skrive seg frå skip nær kysten.

Faktaboks 4.2 Oljevernberedskap

I Noreg er beredskapen mot akutt forureining bygd opp av privat beredskap, kommunal beredskap og statleg beredskap. Samferdselsdepartementet, ved Kystverket, har ansvaret for å koordinere den samla nasjonale oljevernberedskapen og den statlege beredskapen mot akutt forureining. Miljøverndepartementet har ansvar for å stille krav til beredskap mot akutt forureining i kommunar og private verksemdar. Miljødirektoratet godkjenner beredskapsplanar og kontrollerer at krava blir følgde.

Oljeselskapa ved operatøren er ansvarlege for å ta seg av akutte hendingar som skriv seg frå eiga verksemd, med beredskap som er dimensjonert for dette. Norsk Oljevernforening For Operatørselskap (NOFO), der eigarane er ei rekke selskap som er rettshavarar på den norske sokkelen, har i tillegg etablert regionale planar som tar omsyn til forsterking av havgåande beredskap og beredskap ved kysten og i strandsona. NOFO administrerer og held oppe ein beredskap som inkluderer personell, utstyr og fartøy. NOFO har fem basar langs kysten: Stavanger, Mongstad, Kristiansund, Træna og Hammerfest. I tillegg er det på nokre felt plassert ut NOFO-utstyr permanent. NOFO har totalt 16 oljevernssystem og gjennomfører felles øvingar kvart år.



Plattformdekket til Gudrun-feltet klart til utsegling frå Aibels verft i Haugesund juli 2013
(Foto: Harald Nordbakken/Haugesunds Avis)

I Noreg har vi i dag ein høgkompetent og internasjonalt konkurranseedyktig leverandørindustri utvikla gjennom meir enn 40 år med petroleumsverksemd i Noreg. Dette har vore ein målretta politikk. Den spesialiserte og teknologiintensive leverandørindustrien bidrar til ein kunnskapsbase som heile samfunnet kan dra nytte av i framtida, og sysselsette direkte om lag 125 000 personar i 2012¹ fordelt på alle fylke i landet.

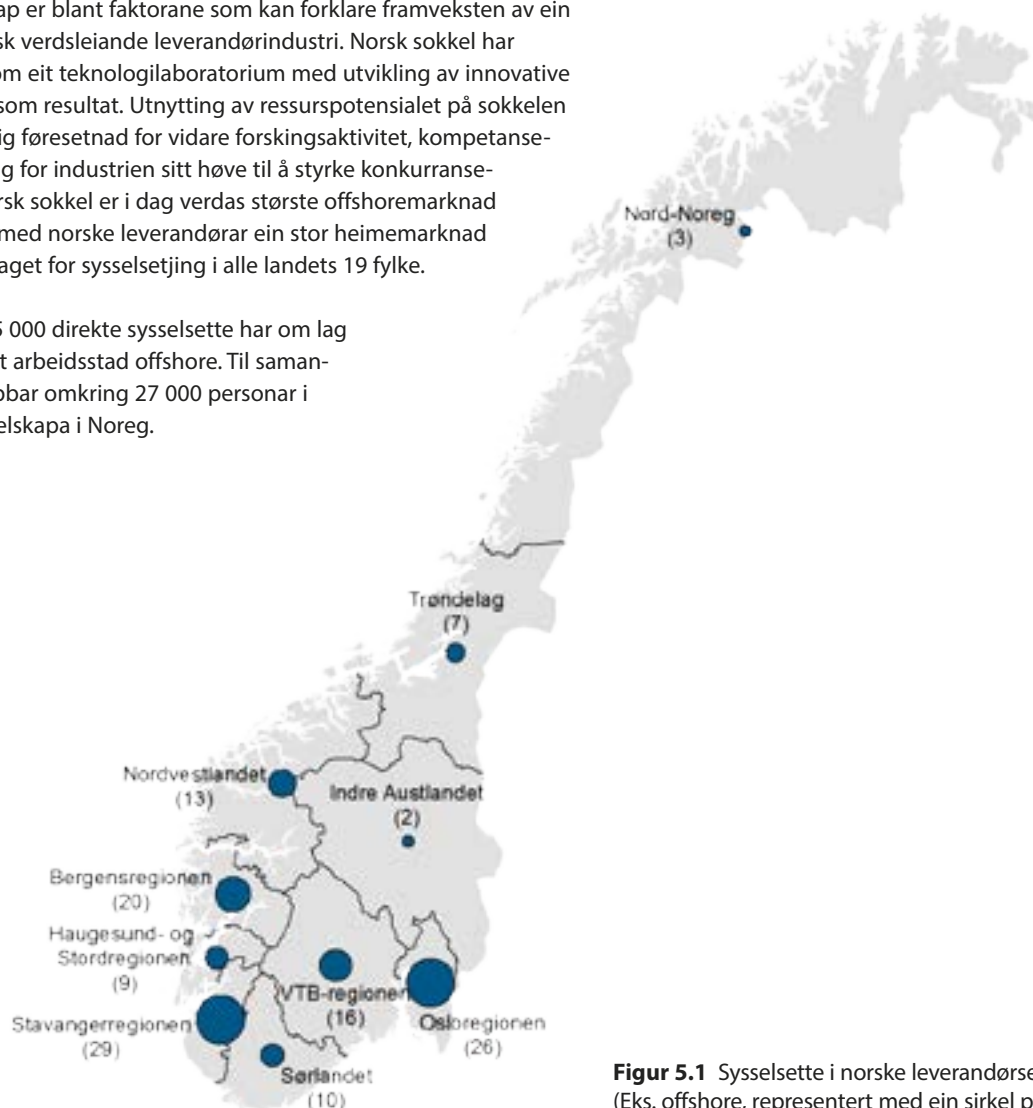
Utvikling og sysselsetjing

Tøffe vêrforhold i Nordsjøen, eit strengt regelverk og krevjande operatørselskap er blant faktorane som kan forklare framveksten av ein teknologisk verdslaiande leverandørindustri. Norsk sokkel har fungert som eit teknologilaboratorium med utvikling av innovative løysingar som resultat. Utnytting av ressurspotensialet på sokkelen er ein viktig føresetnad for vidare forskingsaktivitet, kompetansebygging og for industrien sitt høve til å styrke konkurransekrafta. Norsk sokkel er i dag verdas største offshoremarknad og gir dermed norske leverandørar ein stor heimemarknad og grunnlaget for sysselsetjing i alle landets 19 fylke.

Av dei 125 000 direkte sysselsette har om lag 26 000 fast arbeidsstad offshore. Til samanlikning jobbar omkring 27 000 personar i operatørselskapa i Noreg.

Omsetning

Den norske leverandørindustrien omsette i 2012 for 461 mrd. kroner² og er Noregs største næring etter salet av olje og gass. Leverandørindustrien omfattar her selskap som leverer olje- og gassrelaterte produkt eller tenester til oppstraums olje- og gassindustri, enten direkte til oljeselskapa eller til andre leverandørbedrifter. Norske datterselskap i Norge av internasjonale selskap er også inkludert.



Figur 5.1 Sysselsette i norske leverandørselskap i 2012 (i tusen). (Eks. offshore, representert med ein sirkel per region) (Kjelde: Rystad Energy)

¹ Eirik Vatne, SNF, 02/13. Den spesialiserte leverandørindustrien til petroleumsvirksomhet. Omfang og geografisk utbredelse i Norge. Sjå også Rystad Energy, oktober 2013. «Aktiviteten i den petroleumsrettede leverandørindustrien i landets ulike regioner». Rapport utført på oppdrag frå Olje- og energidepartementet.

² Rystad Energy, november 2013. «Internasjonal omsetning fra norske oljeserviceselskap». Rapport utført på oppdrag frå Olje- og energidepartementet. Sjå side 6 for definisjon av selskap og marknad.

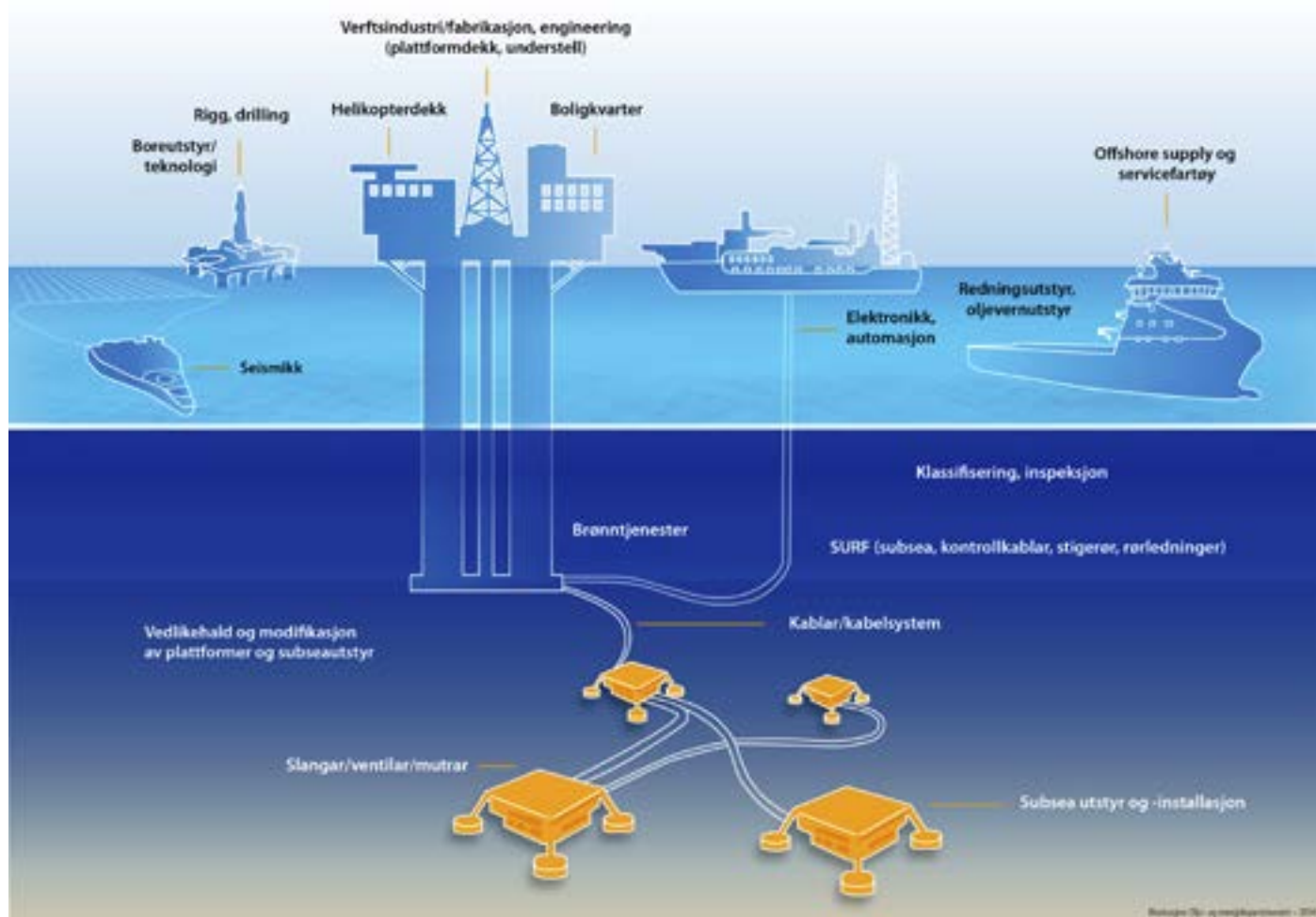
Leveransar i heile verdikjeda

Leverandørindustrien består i dag av fleire enn 1300 selskap i heile verdikjeda: Frå seismikk og boreriggutstyr, via ventilar, mutrar og slanger til verftsindustri, avanserte offshore supply- og servicefartøy og undervasssteknologi.

Leverandørindustrien er til stades i nær sagt heile landet. Stavanger-regionen er på mange måtar eit spegelbilde av Noreg: Regionen er den som sysselsett flest innanfor olje og gass og representerer eit breitt spekter av varer og tenester til oppstramsaktiviteten. Elles i landet ser ein typisk fleire selskap innanfor geografisk avgrensa områder og innan same segment. I Oslo-området ser vi ein konsentrasjon av seismikkselskap, i tillegg til eit veletablert engineering-miljø. Trondheim står sterkt i forskning- og utdanningssamanheng medan Bergensregionen har blitt eit senter for vedlikehald av plattformar og undervassutstyr.

Nokre geografiske selskapskonsentrasjonar er også formalisert gjennom Innovasjon Noregs klyngeprogram «Norwegian Centres of Expertise» (NCE):

- NCE Systems Engineering på Kongsberg og NCE Subsea i Bergen som begge er retta mot undervassegmetet.
- NCE NODE på Sørlandet som er verdsleiande på boreteknologi, bygd på kompetansen frå skipskraner og hydraulikk og utvikla gjennom fleire tiår.
- NCE Maritime på Nordvestlandet som representerer eit komplett skipsbyggings- og skipsutstyrsnettverk for mellom anna avanserte offshorefartøy.

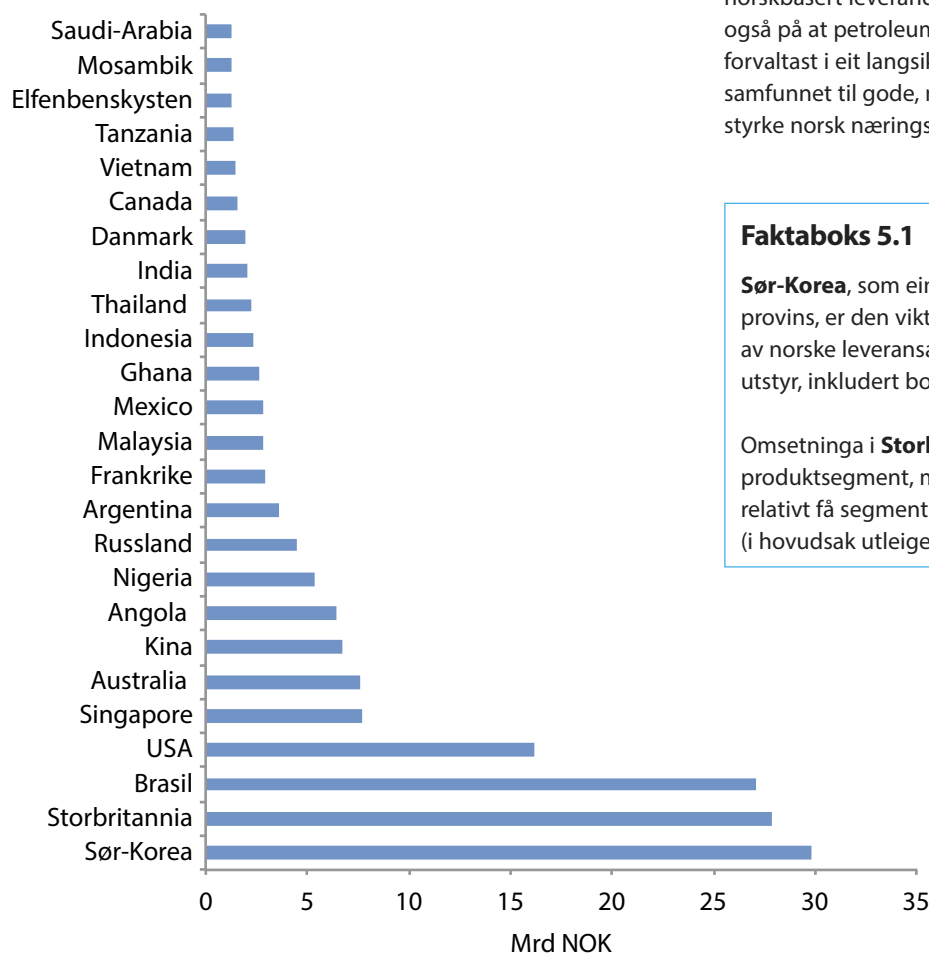


Figur 5.2 Mangfaldet i norsk leverandørindustri: Skisse over eit felt i utbygging og drift

Internasjonal suksess

Av totalomsetninga på 461 mrd. kroner i den norskbaserte leverandørindustrien kjem omkring 40 prosent frå internasjonale marknader, det vil seie om lag 186 mrd. kroner. Sidan 2006 har omsetninga internasjonalt vakse med om lag 11 prosent årleg. Segmentet rigg- og boretenester har den største omsetninga internasjonalt. Nesten like stort er segmentet topside- og prosessutstyr etterfølgd av undervassutstyr og -installasjon.

Dei 5 viktigaste marknadene i 2012 var Sør-Korea, Storbritannia, Brasil, USA og Singapore, jf. figur 5.3. Dei 20 største selskapa omsette for rett over 143 mrd. kroner internasjonalt i 2012, altså kring tre fjerdedelar av den totale internasjonale omsetninga til norskbaserte leverandørselskapa. Desse 20 selskapa hadde til saman-



Figur 5.3 Internasjonal omsetning 2012, 25 største land (Kjelde: Rystad Energy)

likning kring 69 mrd. kroner i omsetning i Noreg i 2012. 68 prosent av inntekta deira kjem med andre ord frå internasjonal verksemd. Dei resterande bedriftene har ei omsetning i Noreg på 206 mrd. kroner og dermed ein internasjonal del på 17 prosent.

I 1997 etablerte styresmaktene og industrien stiftelsen INTSOK med mål om å styrke det langsiktige grunnlaget for verdiskaping og sysselsetjing i norsk olje- og gassindustri. INTSOK er regjeringas viktigaste verkemiddel for internasjonalisering av olje- og gassindustrien.

Talet på sysselsette, stor geografisk utbreiing nasjonalt og ein plass i den internasjonale eliteserien for petroleumsretta leveransar er gode bevis på at den langsiktige satsinga på å byggje opp ein sterk norskbasert leverandørindustri har bore frukt. I sum tyder dette også på at petroleumslova blir følgt: Ressursane på sokkelen skal forvaltast i eit langsiktig perspektiv slik at dei kjem heile det norske samfunnet til gode, mellom anna gjennom å sikre sysselsetjing og styrke norsk næringsliv og industriell utvikling.

Faktaboks 5.1

Sør-Korea, som ein ikkje tenkjer på som ein typisk petroleumsprovins, er den viktigaste marknaden målt i omsetning. Det kjem av norske leveransar, i hovudsak av plattformdekk- og prosessutstyr, inkludert borepakkar, til koreanske verft.

Omsetninga i **Storbritannia** fordeler seg på ei større breidde av produktsegment, medan **Brasil** er prega av høg omsetning i relativt få segment: Rigg og boretenester, transport og logistikk (i hovudsak utleige av skip) og undervassutstyr og -installasjon.



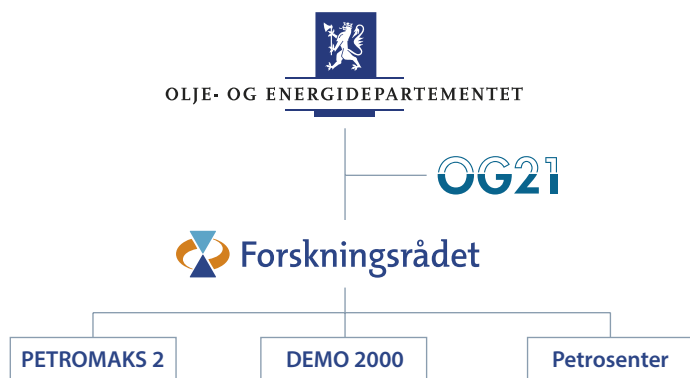
Installering av utstyr for havbotnkompresjon på Åsgardfeltet i Norskehavet. Dette er nyskapande teknologi som vil føre til vesentleg auke i gass- og kondensatproduksjonen på feltet
(Foto: Øyvind Hagen, Statoil)

Med utsikter til god aktivitet på norsk sokkel framover, vil petroleumsnæringa også i lang tid framover vere Noregs største og viktige næring. Av det ein reknar med er dei totale utvinnelege ressursane på norsk kontinentalsokkel, er 44 prosent henta opp av bakken. Utviklinga av resten av ressursane vil gi stor verdiskaping i Noreg. Kontinuerleg satsing på kunnskap og teknologi vil vere sentralt for at vi skal lukkast med dette. I dette kapitlet gjer vi greie for kva rolle forskning og utvikling spelar og for framtidsutsiktene for den norske petroleumsverksemda.

Forsking i olje- og gassverksemda

Ein hjørnestein i forvaltninga av Noregs petroleumsressursar er kunnskap og teknologi. Gjennom forskning og utvikling, utbygging og drift har det siden starten av petroleumsverksemda blitt arbeidd for å finne gode løysingar. I dag har Noregs petroleumssektor brei og tung kompetanse, eit stort tilfang av ny teknologi, og er i stand til å takle store og komplekse utfordringar. Vidare forskning og utvikling er naudsynt for å halde oppe og vidareutvikle kompetansen, og departementet stimulerer til dette gjennom forskingsprogram og strateginettverk.

Ny teknologi har vore viktig for å oppnå ei optimal og miljøvennleg utnytting av ressursane på den norske kontinentalsokkelen. Gode rammevilkår frå styresmaktene har gitt selskapa insentiv til å drive forskning og utvikling. Eit tett samarbeid mellom oljeselskap, leverandørbedrifter og forskingsinstitusjonar har vore ein føresetnad for denne utviklinga. Leverandørindustrien i Noreg har også med teknologi som er utvikla på norsk sokkel, skaffa seg ein konkurransefordel internasjonalt.



Figur 6.1 Olje- og energidepartementets involvering i petroleumsforskninga (Kjelde: Noregs forskingsråd)

I dag står ein framfor fleire nye utfordringar. Funna og utbyggingane er mindre enn tidlegare. Ressursane som er igjen i felt, er meir krevjande å produsere enn dei som allereie er produserte. Dermed blir det vanskelegare for enkeltprosjekt å finansiere teknologiutvikling. Aktørane på norsk sokkel og staten som ressurseigar må framleis satse på forskning og utvikling. Figur 6.1 viser korleis departementet er involvert i petroleumsforskninga i Noreg.

For å kunne møte utfordringane som følgjer med ei effektiv og forsvareleg petroleumsverksemd, blei strategien *OG21 – Olje og gass i det 21. hundreåret* etablert på initiativ av Olje- og energidepartementet i 2001. OG21 har greidd å få oljeselskap, universitet, forskingsinstitusjonar, leverandørindustrien og styresmaktene til å samle seg om ein felles nasjonal teknologistrategi for olje og gass, jamfør www.OG21.no. Strategien er revidert fleire gonger, sist i 2012.

Det offentlege gir insentiva til forskning og teknologiutvikling hovudsakleg gjennom det regulatoriske rammeverket og direkte løyvingar til Forskningsrådet. Løyvingane til Forskningsrådet går først og fremst til forskingsprogramma PETROMAKS 2 og DEMO 2000, og to forskingssenter. Programma og dei to sentra skal medverke til å nå måla ein har sett gjennom OG21-strategien.

PETROMAKS 2

PETROMAKS 2 støttar eit breitt spekter av prosjekt, frå grunnforskning på universiteta til innovasjonsprosjekt i industrien. PETROMAKS 2 har eit heilskapleg ansvar for forskning som leier til best muleg forvaltning av dei norske petroleumsressursane og ei framtidretta næringsutvikling i sektoren. Ved inngangen av 2014 hadde programmet ei portefølje på om lag 167 prosjekter. I tillegg finansierer programmet mange forprosjekt hos små og mellomstore bedrifter for å stimulere til meir innovasjon hos leverandørindustrien. Programmet har eit årleg budsjett på om lag 260 millionar kroner. PETROMAKS 2 er eit viktig verkemiddel for å fremje langsiktig forskning og kompetanseutvikling, og vil ha eit stort fokus på utdanning i programperioden, mellom anna gjennom finansiering av doktorgrader. Programmet har ei brei internasjonal kontaktflate, mellom anna med Nord-Amerika, Russland og Brasil.

DEMO 2000

DEMO 2000 er eit viktig verkemiddel for å teste ut nye teknologiløysingar i petroleumsnæringa. Programmet har som mål å redusere kostnader og risiko for industrien ved å gi støtte til pilotprosjekt og demonstrasjon. DEMO 2000 fungerer som ein samarbeidsarena mellom oljeselskapa og leverandørbedriftene, og er spesielt viktig

for leverandørane. Programmet er ope for alle norske verksemdar som leverer teknologi til oljeselskapa på norsk sokkel. Programmet har to årlege utlysingar og støttar prosjekt som tilfredsstiller krava i teknologistrategien som er utmeisla av OG21. Den årlege prosjektstøtta er på om lag 60 millionar kroner og utgjer 25 prosent av totalkostnadene i prosjekta. Ved inngangen av 2014 var det om lag 43 aktive prosjekt i porteføljen.

PETROSENTER – Forskingssenter for petroleum

I 2013 blei det oppretta eit forskings- og kompetansesenter innan for arktiske utfordringar ved Universitet i Tromsø. Målet med etableringa er å bygge opp eit forskingsmiljø av høg kvalitet som er relevant for oljenæringa i nord og i arktiske strøk. Senteret blir finansiert av Olje- og energidepartementet og Utanriksdepartementet.

Det blei også oppretta eit forskingsenter for auka utvinning ved Universitet i Stavanger. Det nye senteret skal bidra til næringsretta forskning, forskarutdanning og langsiktig kompetansebygging for auka utvinning på norsk sokkel. Det skal også leggjast til rette for samarbeid mellom industrien og forskingsmiljøa slik at nye løysingar raskt kan takast i bruk. Forbetring av eksisterande og utvikling av ny utvinningsmetodikk er sentrale satsingsområde.

Sentra vil vere i full drift frå 2014 og opp til åtte år framover, med evaluering midtvegs.

Andre forskingsprogram

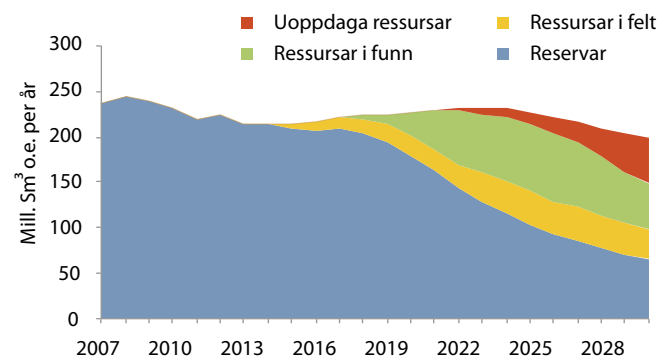
Fleire andre forskingsprogram med relevans for petroleum får offentlig støtte. ProofNy, eit delprogram under Havet og kysten, er retta mot forskning på langtidsverknader på sjø som følgje av petroleumsvirkemda. PETROSAM 2 støttar samfunnsvitskapleg petroleumsforskning. Forskningsrådet har også oppretta ei rekke Senter for forskingsdriven innovasjon (SFI) og Senter for framifrå forskning (SFF). Fleire av desse sentra har relevans for petroleumsindustrien, mellom anna FACE innan fleirfaseforskning ved SINTEF/IFE, Senter for integrerte operasjonar ved NTNU, Senter for bore- og brønnteknologi for økt utvinning ved IRIS (i samarbeid med SINTEF), Senter for arktisk og maritim forskning ved NTNU, AMOS innan regulerings- og marinteknikk ved NTNU og CAGE innan gasshydrat i arktiske strøk ved Universitet i Tromsø. Sentra for forskingsdriven innovasjon kan få støtte i opptil åtte år, og sentra for framifrå forskning kan få støtte i opptil ti år.

Ei næring for framtida

Dei nærmaste ti åra er det venta at produksjonen på norsk sokkel vil vere relativt stabil og muleg litt aukande. Årsaka til dette er mellom anna at store felt som Johan Sverdrup og Johan Castberg kjem i produksjon, men også bidrag frå andre mindre felt som skal byggjast ut framover. Forholdet mellom produksjon av gass og olje, inklusive NGL og kondensat, er venta å halde seg nokolunde jamt dei nærmaste åra. På lengre sikt er talet og storleiken på nye funn avgjerande for produksjonsnivået.

Mange av våre gamle felt som ennå er i produksjon, har store attverande reserver. Ressursgrunnlaget aukar også ved at små omkringliggjande funn blir tilknytte desse felt. Aktiviteten på produserande felt vil difor vere høg framover og dei vil stå for mesteparten av produksjonen dei nærmaste åra. Samstundes er det høve til å auke ressursutnyttinga på mange av dessa felt ut over det som er planlagt i dag. Det er i dag om lag 165 prosjekt undervegs med mål om å auke ressursutnyttinga. At vi evnar å auka utvinninga frå eksisterande felt, effektivisere drifta og gjere nye drivverdige funn som kan knytast til eksisterande infrastruktur vil vere avgjerande for om vi greier å utnytte ressurspotensialet i modne område framover.

I dag er 13 felt under bygging på norsk sokkel og myndigheitene ventar å motta plan for utbygging og drift (PUD) på endå 13 felt dei nærmaste åra. Utover desse prosjekta er det 75 funn som blir vurderte for utbygging. Dei fleste av desse er små. Majoriteten av dei funna som har hatt potensial for sjølvstendige utbyggingar er i dag enten realisert eller i planleggingsfasen. For å sikre jamn aktivitet framover er ein avhengig av at det jamleg blir gjort nye drivverdige funn. Dette krev at leiteaktiviteten blir halde oppe.



Figur 6.2 Produksjonsprognose for olje og gass
(Kjelde: Oljedirektoratet/Olje- og energidepartementet)

Det største enkeltprosjektet for norsk sokkel framover er Johan Sverdrup-feltet, som ligg på Utsirahøgda i Nordsjøen. Dette er det femte største feltet som har vore oppdaga på norsk sokkel. Om 10 år er det venta at Sverdrup-funnet vil stå for om lag 25 prosent av norsk oljeproduksjon. Samstundes er det gjort andre vesentlege funn på Utsirahøgda. Ivar Aasen- og Edvard Grieg-felta er nå under utbygging. Basert på dagens utbyggingsplanar, er dei totale ressursar i desse felta 365 mill Sm³ o.e.

Sverdrup-funnet og dei andre felta viser at modne område på norsk sokkel inneheld store uoppdaga verdiar. Dette har bidratt til at interessa for TFO-rundane er høg. Tildelingane i siste TFO-runde blei rekordhøge, med totalt 65 nye utvinningsløyve fordelt på 48 selskap. 38 av desse er i Nordsjøen, 19 er i Norskehavet og 8 er i Barentshavet.

Ein stor del av dei attverande ressursane på norsk sokkel er lokaliserte i umodne områder. Umodne områder blir mellom anna kjenneteikna av lite utbygd infrastruktur og ukjend geologi. Nye produksjonsinnretningar og ny infrastruktur både på land og til havs krev vesentlege reservar som kan rettferdiggjere store investeringar. Før infrastruktur i umodne områder er på plass vil ikkje mindre felt bli utnytta. For at dette skal skje krevst det at det blir lagt til rette for leiting, at næringa har gode rammevilkår og det blir gjort nok driv-

ferdige funn. Det mest spennande funnet i umodent område dei seinaste åra er Johan Castberg-funnet i Barentshavet, som ennå er i planleggingsstadiet.

Det blei i 2013 begynt på 59 leitebrønner, og dette er på eit høgt nivå historisk. Totalt resulterte dette i 20 funn på norsk sokkel. Totale leitekostnader var om lag 37 mrd. kroner i 2013, og det er venta at leitekostnadene vil vere om lag 34 mrd. framover, målt i 2013-kroner. God tilvekst av funn dei siste åra og generelt stor interesse frå selskapa på både modent og umodent areal legg til rette for kontinuitet og eit jamt aktivitetsnivå framover.

Investeringskostnadene framover vil vere relativt stabile. Ser ein bort frå leiting vil investeringskostnadene utgjere om lag 170-180 mrd. årleg fram mot 2018. Investeringar knytte til Johan Sverdrup vil utgjere ein vesentleg del av desse dei nærmaste åra.

I sum vil næringa framover vere prega av ein kombinasjon av at store nye felt kjem i produksjon, gamle funn blir funne lønnsame å byggje ut og at produksjonen blir forlengt på dei gamle felta. Samstundes blir det leitt mykje i nye interessante område. Med utsikter til eit høgt aktivitetsnivå framover vil petroleumsverksemda også i overskødeleg framtid vere Noregs største og viktigaste næring.

VEDLEGG



Vestbase, Kristiansund
(Foto: Harald Pettersen – Statoil)

VEDLEGG 1

Historisk statistikk

Tabell 1.1 Statens inntekter fra petroleumsverksemda (mill. kr)

År	Ordinær skatt	Særskatt	Produksjonsavgift	Arealavgift	Miljøavgifter	Netto kontantstrøm SDØE	Utbytte Statoil
1971			14				
1972			42				
1973			69				
1974			121				
1975			208				
1976	1 143	4	712	99			
1977	1694	725	646	57			
1978	1 828	727	1 213	51			
1979	3 399	1 492	1 608	53			
1980	9 912	4 955	3 639	63			
1981	13 804	8 062	5 308	69			0,057
1982	15 036	9 014	5 757	76			368
1983	14 232	8 870	7 663	75			353
1984	18 333	11 078	9 718	84			795
1985	21 809	13 013	11 626	219		-8 343	709
1986	17 308	9 996	8 172	198		-11 960	1 245
1987	7 137	3 184	7 517	243		-10 711	871
1988	5 129	1 072	5 481	184		-9 133	0
1989	4 832	1 547	7 288	223		755	0
1990	12 366	4 963	8 471	258		7 344	800
1991	15 021	6 739	8 940	582	810	5 879	1 500
1992	7 558	7 265	8 129	614	1 916	3 623	1 400
1993	6 411	9 528	7 852	553	2 271	159	1 250
1994	6 238	8 967	6 595	139	2 557	5	1 075
1995	7 854	10 789	5 884	552	2 559	9 259	1 614
1996	9 940	12 890	6 301	1 159	2 787	34 959	1 850
1997	15 489	19 582	6 220	617	3 043	40 404	1 600
1998	9 089	11 001	3 755	527	3 229	14 572	2 940
1999	5 540	6 151	3 222	561	3 261	25 769	135
2000	21 921	32 901	3 463	122	3 047	98 219	1 702
2001	41 465	64 316	2 481	983	2 862	125 439	5 746
2002	32 512	52 410	1 320	447	3 012	74 785	5 045
2003	36 819	60 280	766	460	3 056	67 482	5 133
2004	43 177	70 443	717	496	3 309	80 166	5 222
2005	61 589	103 294	360	224	3 351	98 602	8 139
2006	78 015	133 492	42	2 308	3 405	125 523	12 593
2007	70 281	116 233	0	764	3 876	111 235	14 006
2008	88 802	150 839	0	1 842	3 684	153 759	16 940
2009	61 501	103 733	0	1 470	2 262	95 339	15 489
2010	58 830	96 779	0	1 373	2 186	104 053	12 818
2011	78 243	127 693	0	1 517	2 225	127 775	13 350
2012	85 803	142 868	0	1 781	2 255	148 889	13 887

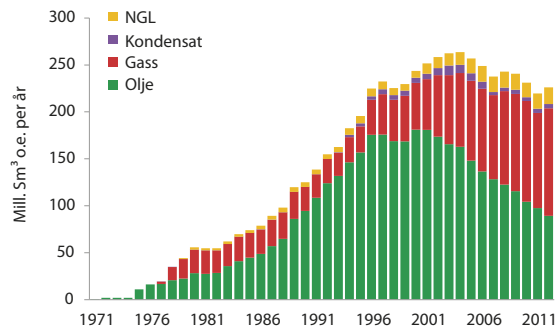
(Kjelde: Statsrekneskapen)

Tabell 1.2 Petroleumsproduksjon på norsk sokkel, million standard kubikkmeter (Sm³) oljeekvivalentar

År	Olje	Gass	Kondensat	NGL	Total produksjon
1971	0,4	0,0	0,0	0,0	0,4
1972	1,9	0,0	0,0	0,0	1,9
1973	1,9	0,0	0,0	0,0	1,9
1974	2,0	0,0	0,0	0,0	2,0
1975	11,0	0,0	0,0	0,0	11,0
1976	16,2	0,0	0,0	0,0	16,2
1977	16,6	2,7	0,0	0,0	19,4
1978	20,6	14,6	0,0	0,0	35,3
1979	22,5	21,1	0,0	1,1	44,8
1980	28,2	25,6	0,0	2,4	56,3
1981	27,5	25,3	0,0	2,2	55,0
1982	28,5	24,1	0,0	2,3	54,9
1983	35,6	23,2	0,0	2,7	61,5
1984	41,1	25,6	0,1	2,6	69,4
1985	44,8	25,5	0,1	3,0	73,3
1986	48,8	26,1	0,1	3,8	78,8
1987	57,0	28,4	0,1	4,1	89,5
1988	64,7	28,6	0,0	4,8	98,2
1989	86,0	29,1	0,1	4,9	120,0
1990	94,5	26,0	0,0	5,0	125,6
1991	108,5	25,6	0,1	4,9	139,0
1992	124,0	26,5	0,1	5,0	155,5
1993	131,8	25,6	0,5	5,5	163,4
1994	146,3	27,9	2,4	7,1	183,7
1995	156,8	29,1	3,2	7,9	197,0
1996	175,5	38,7	3,8	8,2	226,3
1997	175,9	44,4	5,4	8,1	233,7
1998	168,7	47,1	5,0	7,4	228,2
1999	168,7	48,7	5,5	7,0	229,9
2000	181,2	47,4	5,4	7,2	241,2
2001	180,9	54,1	5,7	10,9	251,6
2002	173,6	65,5	7,3	11,8	258,3
2003	165,5	72,9	10,3	12,9	261,6
2004	162,8	79,1	8,7	13,6	264,2
2005	148,1	85,7	8,0	15,7	257,5
2006	136,6	88,2	7,6	16,7	249,1
2007	128,3	89,5	3,1	17,3	238,2
2008	122,7	99,5	3,9	16,0	242,1
2009	114,9	103,7	4,4	16,9	239,9
2010	104,4	106,5	4,1	16,3	231,3
2011	97,5	100,3	4,6	16,3	218,6
2012	89,2	113,1	4,5	17,8	224,6
2013	84,9	107,1	4,0	17,7	213,7

(Kjelde: Oljedirektoratet)

Total petroleumsproduksjon
(Kjelde: Oljedirektoratet)



Tabell 1.3 Verdiskaping, eksport, sysselsatte og investeringar

År	Bruttoprodukt (mill. kr)	Eksportverdi (mill. kr)	Antall sysselsatte**	Investeringar inklusiv leitekostnader (mill. kr)	Leitekostnader (mill. kr)
1971	12	119	-	704	
1972	207	366	300	1 274	
1973	258	553	400	2 457	
1974	1 056	1 221	1 000	5 313	
1975	4 218	4 022	2 400	7 227	
1976	6 896	7 231	3 000	10 421	
1977	8 617	8 567	4 400	12 621	
1978	14 835	14 108	6 900	6 912	
1979	23 494	23 113	8 800	10 792	
1980	44 285	42 492	10 900	11 000	
1981	55 189	49 906	13 700	12 262	4 133
1982	61 891	55 224	14 600	16 148	5 519
1983	73 298	65 768	15 100	28 883	5 884
1984	90 092	80 274	17 300	34 029	7 491
1985	97 347	87 574	19 600	32 730	7 831
1986	59 988	54 844	19 800	33 302	6 716
1987	59 574	55 799	19 700	34 247	4 951
1988	49 966	50 548	20 700	29 522	4 152
1989	76 768	75 776	20 700	31 777	5 008
1990	95 400	91 808	21 300	31 976	5 136
1991	101 346	99 777	21 800	42 634	8 137
1992	102 578	100 238	23 100	49 196	7 679
1993	107 542	107 357	24 700	57 168	5 433
1994	112 623	111 567	24 900	54 189	5 010
1995	120 198	119 671	24 000	48 583	4 647
1996	165 444	164 806	24 500	47 878	5 456
1997	180 594	175 025	26 700	62 495	8 300
1998	129 098	124 896	27 500	79 216	7 576
1999	176 591	168 693	27 300	69 096	4 992
2000	340 640	321 216	25 700	53 590	5 272
2001	325 333	315 139	29 400	57 144	6 815
2002	283 462	275 041	32 400	54 000	4 475
2003	295 356	281 054	32 200	64 362	4 135
2004	361 262	337 468	32 700	71 473	4 010
2005	465 341	428 265	34 800	88 478	7 536
2006	548 837	498 585	36 900	95 750	11 718
2007	519 174	480 210	44 300	109 895	16 854
2008	666 391	622 230	47 500	124 242	23 314
2009	481 380	440 808	50 500	135 825	27 269
2010	528 968	471 179	52 800	125 421	24 926
2011	630 888	568 428	55 700	146 290	26 769
2012	681 059	610 794	59 000	172 465	24 480
2013	684 972*	564 3678*		209 575*	35 200*

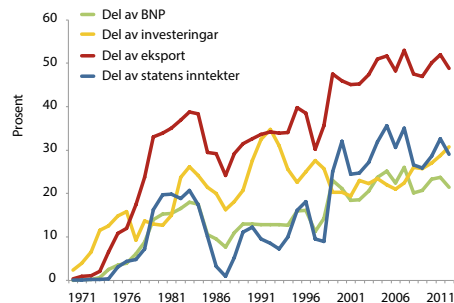
(Kjelde: Statistics Norway)

* Foreløpige tall

** Talet på sysselsatte inkluderer sysselsetjing innen utvinning av råolje og naturgass, og tilknyttja tjenester. Fleire petroleumsrelaterte næringer er ikkje inkludert.

Makroøkonomiske indikatorar for petroleumssektoren

(Kjelde: Statistisk sentralbyrå, Finansdepartementet)



VEDLEGG 2

Petroleumsressursane

(per 31.12.2013)

Tabell 2.1 Seld og levert volum frå felt der produksjonen er avslutta og frå felt i produksjon

Felt	Olje mill. Sm ³	Gass mrd. Sm ³	NGL mill. tonn	Kondensat mill. Sm ³	Oiljeekv. ¹⁾ mill Sm ³ o.e.	Funnår ²⁾
Albuskjell	7,4	15,5	1,0	0,0	24,8	1972
Cod	2,9	7,3	0,5		11,2	1968
Edda	4,8	2,0	0,2		7,2	1972
Frigg		116,2		0,5	116,6	1971
Frøy	5,6	1,6		0,1	7,3	1987
Glitne	8,9	0,0	0,0	0,0	8,9	1995
Lille-Frigg	1,3	2,2		0,0	3,5	1975
Mime	0,4	0,1	0,0		0,5	1982
Nordøst Frigg		11,6		0,1	11,7	1974
Odin		27,3		0,2	27,5	1974
Tommeliten Gamma	3,9	9,7	0,6		14,6	1978
Vest Ekofisk	12,2	26,0	1,4		40,8	1970
Yttergryta	0,3	1,7	0,3	0,0	2,6	2007
Øst Frigg		9,2		0,1	9,3	1973
Seld og levert frå felt der produksjonen er avslutta	47,5	230,3	4,0	0,9	286,4	
33/9-6 Delta ³⁾	0,1		0,0		0,1	1976
ALVE	1,2	3,3	0,6		5,6	1990
ALVHEIM	23,2	2,7			25,9	1998
ATLA	0,1	0,1			0,2	2010
BALDER	57,8	1,4			59,2	1967
BLANE	0,6	0,0	0,0		0,6	1989
BRAGE	55,8	3,3	1,2		61,5	1980
DRAUGEN	133,3	1,6	2,5		139,6	1984
EKOFISK	445,8	142,5	13,0		613,1	1969
ELDFISK	102,5	39,6	3,9		149,6	1970
EMBLA	10,4	3,9	0,4		15,2	1988
ENOCH	0,3	0,0			0,3	1991
FRAM	27,2	3,1	0,3		30,8	1992
GAUPE	0,2	0,3	0,0	0,0	0,5	1985
GIMLE	2,7	0,7	0,1		3,7	2004
GJØA	7,1	8,8	1,9	0,4	20,0	1989
GRANE	94,0				94,0	1991
GULLFAKS	356,5	23,1	2,8		384,9	1978
GULLFAKS SØR	44,5	35,7	4,5		88,9	1978
GUNGNE		14,1	2,0	4,4	22,2	1982
GYDA	35,8	6,2	1,9		45,6	1980
HEIDRUN ⁴⁾	145,5	15,5	0,6		162,0	1985
HEIMDAL	6,5	45,2			51,8	1972
HOD	9,5	1,6	0,3		11,7	1974
HULDRA	5,2	17,1	0,1		22,5	1982
HYME	0,4	0,0	0,0		0,4	2009
ISLAY	0,0	0,1	0,0		0,1	2008
JETTE	0,2	0,0			0,2	2009
JOTUN	22,9	0,9			23,8	1994
KRISTIN	17,7	20,1	4,3	2,1	48,0	1997
KVITEBJØRN	19,6	46,2	4,0		73,4	1994

Field	Oil mill. Sm ³	Gas bill. Sm ³	NGL mill. tonnes	Condensate mill. Sm ³	Oil equiv. ¹⁾ mill Sm ³ o.e.	Year of discovery ²⁾
MARULK	0,1	0,8	0,1		1,0	1992
MIKKEL	3,5	16,9	4,5	2,2	31,2	1987
MORVIN	5,0	1,2	0,2		6,6	2001
MURCHISON	13,9	0,3	0,3	0,0	14,8	1975
NJORD	25,8	8,4	1,9		37,8	1986
NORNE	87,8	6,7	0,8		96,0	1992
ORMEN LANGE		120,1		9,2	129,3	1997
OSEBERG	364,9	38,6	8,1		419,0	1979
OSEBERG SØR	46,3	8,9	0,7		56,5	1984
OSEBERG ØST	19,1	0,3	0,2		19,8	1981
OSELVAR	0,3	0,1	0,0		0,4	1991
REV	0,7	2,6	0,0		3,4	2001
RINGHORNE ØST	10,0	0,2			10,2	2003
SIGYN		6,4	2,5	6,0	17,2	1982
SKARV	2,1	3,0	0,4		5,8	1998
SKIRNE	1,8	9,4			11,2	1990
SKULD	0,5	0,1	0,0		0,7	2008
SLEIPNER VEST		118,9	8,4	29,4	164,3	1974
SLEIPNER ØST		66,7	13,1	26,8	118,4	1981
SNORRE	190,4	6,3	4,6		205,5	1979
SNØHVIT		24,1	1,2	4,2	30,7	1984
STATFJORD	567,7	67,5	17,3	0,6	668,7	1974
STATFJORD NORD	36,7	2,3	0,8		40,5	1977
STATFJORD ØST	36,4	4,0	1,4		42,9	1976
SYGNA	9,9				9,9	1996
TAMBAR	9,1	2,0	0,2		11,6	1983
TAMBAR ØST	0,3	0,0	0,0		0,3	2007
TOR	24,1	10,9	1,2		37,2	1970
TORDIS	55,8	4,3	1,6		63,0	1987
TROLL ⁵⁾	234,9	477,5	7,2	4,3	730,3	1979
TRYM	0,9	1,5			2,4	1990
TUNE	3,5	18,9	0,1		22,7	1996
TYRIHANS	19,4	1,1	0,2		20,9	1983
ULA	72,8	3,9	2,6		81,7	1976
URD	5,3	0,2	0,0		5,5	2000
VALE	1,5	1,3			2,8	1991
VALHALL	107,7	20,8	3,3		134,8	1975
VARG	15,5				15,5	1984
VEGA	2,5	3,3	0,8	0,2	7,5	1981
VESLEFRIKK	52,8	2,5	1,3		57,8	1987
VIGDIS	53,5	1,8	1,0		57,2	1981
VILJE	8,7	0,4			9,1	1986
VISUND	23,5	7,6	0,5		32,0	2003
VISUND SØR	0,5	0,5	0,1		1,1	1986
VOLUND	6,5	0,6			7,1	1994
VOLVE	8,2	0,8	0,2	0,1	9,3	1993
YME	7,9				7,9	1987
ÅSGARD	85,0	133,3	24,4	17,1	281,7	1981
Seld og levert frå felt i produksjon	3849,2	1643,9	155,8	107,2	5896,4	
Sum seld og levert	3896,7	1874,2	159,9	108,2	6182,8	

¹⁾ 1,9 er omregningsfaktoren for NGL i tonn til Sm³

²⁾ Funnår for den første funnbrønnen som inngår i feltet

³⁾ 33/9-6 Delta har prøveproduksjon

⁴⁾ Heidrun omfattar Tjeldbergodden

⁵⁾ Troll omfattar TOGI

Tabell 2.2 Opphavlege reserver i felt i produksjon og felt med godkjent plan for utbygging og drift

Felt	Opphavlege reserver mill. Sm ³ o.e.	Funnår ²⁾	Operatør per 31.12.2013	Utvinningstillatelse/ avtalebasert område
AASTA				
HANSTEEN ¹⁾	46,0	1997	Statoil Petroleum AS	218
ALVE	9,0	1990	Statoil Petroleum AS	159 B
ALVHEIM	48,5	1998	Marathon Oil Norge AS	203
ATLA	1,5	2010	Total E&P Norge AS	102 C
BALDER	70,7	1967	ExxonMobil Exploration & Production Norway AS	001
BLANE	0,9	1989	Talisman Energy Norge AS	BLANE
BRAGE	65,7	1980	Wintershall Norge AS	BRAGE
BRYNHILD ¹⁾	3,6	1992	Lundin Norway AS	148
BØYLA ¹⁾	3,6	2009	Marathon Oil Norge AS	340
DRAUGEN	155,3	1984	A/S Norske Shell	093
EDVARD GRIEG ¹⁾	29,2	2007	Lundin Norway AS	338
EKOFISK	753,4	1969	ConocoPhillips Skandinavia AS	018
ELDFISK	188,6	1970	ConocoPhillips Skandinavia AS	018
EMBLA	20,4	1988	ConocoPhillips Skandinavia AS	018
ENOCH	0,4	1991	Talisman North Sea Limited	ENOCH
FRAM	42,7	1990	Statoil Petroleum AS	090
FRAM H-NORD ¹⁾	1,7	2007	Statoil Petroleum AS	FRAM H-NORD
GAUPE	0,6	1985	BG Norge AS	292
GIMLE	5,0	2004	Statoil Petroleum AS	GIMLE
GINA KROG ¹⁾	35,7	1978	Statoil Petroleum AS	GINA KROG
GJØA	63,1	1989	GDF SUEZ E&P Norge AS	153
GOLIAT ¹⁾	38,1	2000	Eni Norge AS	229
GRANE	131,8	1991	Statoil Petroleum AS	GRANE
GUDRUN ¹⁾	28,9	1975	Statoil Petroleum AS	025
GULLFAKS	398,3	1978	Statoil Petroleum AS	050
GULLFAKS SØR	148,0	1978	Statoil Petroleum AS	050
GUNGNE	23,3	1982	Statoil Petroleum AS	046
GYDA	46,5	1980	Talisman Energy Norge AS	019 B
HEIDRUN	234,9	1985	Statoil Petroleum AS	HEIDRUN
HEIMDAL	51,8	1972	Statoil Petroleum AS	036 BS
HOD	12,8	1974	BP Norge AS	033
HULDRA	22,5	1982	Statoil Petroleum AS	HULDRA
HYME	4,4	2009	Statoil Petroleum AS	348
ISLAY	0,1	2008	Total E&P UK PLC	043 CS. 043 DS
IVAR AASEN ¹⁾	25,0	2008	Det norske oljeselskap ASA	001 B
JETTE	1,5	2009	Det norske oljeselskap ASA	JETTE
JOTUN	24,6	1994	ExxonMobil Exploration & Production Norway AS	JOTUN
KNARR ¹⁾	13,7	2008	BG Norge AS	373 S
KRISTIN	65,1	1997	Statoil Petroleum AS	HALTENBANKEN VEST
KVITEBJØRN	141,2	1994	Statoil Petroleum AS	193
MARTIN LINGE ¹⁾	30,0	1978	TOTAL E & P Norge AS	MARTIN LINGE
MARULK	9,0	1992	Eni Norge AS	122
MIKKEL	55,2	1987	Statoil Petroleum AS	MIKKEL
MORVIN	17,9	2001	Statoil Petroleum AS	134 B
MURCHISON	14,2	1975	CNR International (UK) Limited	MURCHISON
NJORD	47,1	1986	Statoil Petroleum AS	NJORD
NORNE	105,0	1992	Statoil Petroleum AS	NORNE
ORMEN LANGE	332,0	1997	A/S Norske Shell	ORMEN LANGE
OSEBERG	523,8	1979	Statoil Petroleum AS	OSEBERG
OSEBERG SØR	83,8	1984	Statoil Petroleum AS	OSEBERG
OSEBERG ØST	26,6	1981	Statoil Petroleum AS	OSEBERG

Felt	Opphavlege reservar mill. Sm ³ o.e.	Funnår ²⁾	Operatør per 31.12.2013	Utvinningstillatelse/ avtalebaseret område
OSELVAR	4,2	1991	DONG E&P Norge AS	274
REV	3,5	2001	Talisman Energy Norge AS	038 C
RINGHORNE ØST	14,2	2003	ExxonMobil Exploration & Production Norway AS	RINGHORNE ØST
SIGYN	18,4	1982	ExxonMobil Exploration & Production Norway AS	072
SKARV	68,6	1998	BP Norge AS	SKARV
SKIRNE	12,5	1990	Total E&P Norge AS	102
SKULD	10,4	2008	Statoil Petroleum AS	128
SLEIPNER VEST	184,9	1974	Statoil Petroleum AS	SLEIPNER VEST
SLEIPNER ØST	120,3	1981	Statoil Petroleum AS	SLEIPNER ØST
SNORRE	272,8	1979	Statoil Petroleum AS	SNORRE
SNØHVIT	268,2	1984	Statoil Petroleum AS	SNØHVIT
STATFJORD	699,4	1974	Statoil Petroleum AS	STATFJORD
STATFJORD NORD	43,8	1977	Statoil Petroleum AS	037
STATFJORD ØST	44,9	1976	Statoil Petroleum AS	STATFJORD ØST
SVALIN ¹⁾	12,3	1992	Statoil Petroleum AS	169
SYGNA	11,2	1996	Statoil Petroleum AS	SYGNA
TAMBAR	12,4	1983	BP Norge AS	065
TAMBAR ØST	0,3	2007	BP Norge AS	TAMBAR ØST
TOR	37,9	1970	ConocoPhillips Skandinavia AS	TOR
TORDIS	71,5	1987	Statoil Petroleum AS	089
TROLL	1755,7	1979	Statoil Petroleum AS	TROLL
TRYM	5,8	1990	DONG E&P Norge AS	147
TUNE	22,2	1996	Statoil Petroleum AS	190
TYRIHANS	91,8	1983	Statoil Petroleum AS	TYRIHANS
ULA	94,1	1976	BP Norge AS	019
URD	7,0	2000	Statoil Petroleum AS	128
VALE	5,0	1991	Centrica Resources (Norge) AS	036
VALEMON ¹⁾	30,4	1985	Statoil Petroleum AS	VALEMON
VALHALL	184,5	1975	BP Norge AS	VALHALL
VARG	17,6	1984	Talisman Energy Norge AS	038
VEGA	32,4	1981	Statoil Petroleum AS	VEGA
VESLEFRIKK	63,0	1981	Statoil Petroleum AS	052
VIGDIS	73,7	1986	Statoil Petroleum AS	089
VILJE	13,4	2003	Marathon Oil Norge AS	036 D
VISUND	99,0	1986	Statoil Petroleum AS	VISUND INSIDE
VISUND SØR	12,2	2008	Statoil Petroleum AS	VISUND INSIDE
VOLUND	10,8	1994	Marathon Petroleum Norge AS	150
VOLVE	10,8	1993	Statoil Petroleum AS	046 BS
YME ¹⁾	18,5	1987	Talisman Energy Norge AS	316
ÅSGARD	398,8	1981	Statoil Petroleum AS	ÅSGARD

¹⁾ Felt med godkjent utbyggingsplan der produksjon ikkje var starta per 31.12.2013

²⁾ Funnår for den eldste funnbrønnen som inngår i feltet

Tabell 2.3 Opphavlege og attverande reservar i felt

Felt	Opphavlege reservar ¹⁾					Attverande reservar ⁴⁾				
	Olje mill. Sm ³	Gass mrd. Sm ³	NGL mill. tonn	Kondensat mill. Sm ³	Oljeekv. ²⁾ mill Sm ³ o.e.	Olje mill. Sm ³	Gass mrd. Sm ³	NGL mill. tonn	Kondensat mill. Sm ³	Oljeekv. ²⁾ mill. Sm ³ o.e.
AASTA										
HANSTEEN ³⁾	0,0	45,1	0,0	0,9	46,0	0,0	45,1	0,0	0,9	46,0
ALVE	1,7	5,4	1,0	0,0	9,0	0,5	2,1	0,4	0,0	3,4
ALVHEIM	41,2	7,3	0,0	0,0	48,5	18,0	4,6	0,0	0,0	22,6
ATLA	0,3	1,2	0,0	0,0	1,5	0,2	1,1	0,0	0,0	1,3
BALDER	68,9	1,8	0,0	0,0	70,7	11,1	0,4	0,0	0,0	11,5
BLANE	0,9	0,0	0,0	0,0	0,9	0,3	0,0	0,0	0,0	0,3
BRAGE	58,9	4,2	1,4	0,0	65,7	3,0	0,9	0,2	0,0	4,2
BRYNHILD ³⁾	3,6	0,0	0,0	0,0	3,6	3,6	0,0	0,0	0,0	3,6
BØYLA ³⁾	3,4	0,2	0,0	0,0	3,6	3,4	0,2	0,0	0,0	3,6
DRAUGEN	148,2	1,7	2,8	0,0	155,3	14,9	0,1	0,4	0,0	15,7
EDVARD GRIEG ³⁾	26,2	1,8	0,6	0,0	29,2	26,2	1,8	0,6	0,0	29,2
EKOFISK	563,3	161,6	15,0	0,0	753,4	117,5	19,1	1,9	0,0	140,3
ELDFISK	135,6	45,4	4,0	0,0	188,6	33,2	5,7	0,1	0,0	39,1
EMBLA	12,0	7,3	0,6	0,0	20,4	1,5	3,4	0,1	0,0	5,2
ENOC	0,4	0,0	0,0	0,0	0,4	0,1	0,0	0,0	0,0	0,1
FRAM	32,5	8,8	0,8	0,0	42,7	5,3	5,7	0,5	0,0	11,9
FRAM H-NORD ³⁾	1,7	0,0	0,0	0,0	1,7	1,7	0,0	0,0	0,0	1,7
GAUPE	0,2	0,4	0,0	0,0	0,6	0,0	0,1	0,0	0,0	0,1
GIMLE	3,0	1,4	0,3	0,0	5,0	0,3	0,7	0,2	0,0	1,3
GINA KROG ³⁾	15,3	12,5	3,3	1,6	35,7	15,3	12,5	3,3	1,6	35,7
GJØA	11,8	34,1	9,0	0,0	63,1	4,8	25,3	7,1	0,0	43,6
GOLIAT ³⁾	30,2	7,3	0,3	0,0	38,1	30,2	7,3	0,3	0,0	38,1
GRANE	131,8	0,0	0,0	0,0	131,8	37,7	0,0	0,0	0,0	37,7
GUDRUN ³⁾	14,5	10,9	1,9	0,0	28,9	14,5	10,9	1,9	0,0	28,9
GULLFAKS	369,9	23,1	2,8	0,0	398,3	13,4	0,0	0,0	0,0	13,4
GULLFAKS SØR	61,0	68,6	9,7	0,0	148,0	16,5	32,9	5,2	0,0	59,1
GUNGNE	0,0	14,7	2,1	4,6	23,3	0,0	0,6	0,1	0,2	1,1
GYDA	36,4	6,4	1,9	0,0	46,5	0,6	0,2	0,0	0,0	0,9
HEIDRUN	183,3	47,3	2,2	0,0	234,9	37,8	31,8	1,7	0,0	72,9
HEIMDAL	6,5	45,2	0,0	0,0	51,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
HOD	10,3	1,8	0,4	0,0	12,8	0,7	0,1	0,1	0,0	1,2
HULDRA	5,1	17,2	0,1	0,0	22,5	0,0	0,1	0,0	0,0	0,1
HYME	3,5	0,6	0,1	0,0	4,4	3,2	0,5	0,1	0,0	4,0
ISLAY	0,0	0,1	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
IVAR AASEN ³⁾	18,3	4,7	1,1	0,0	25,0	18,3	4,7	1,1	0,0	25,0
JETTE	1,5	0,0	0,0	0,0	1,5	1,3	0,0	0,0	0,0	1,3
JOTUN	23,6	1,1	0,0	0,0	24,6	0,7	0,2	0,0	0,0	0,9
KNARR ³⁾	11,2	0,4	1,1	0,0	13,7	11,2	0,4	1,1	0,0	13,7
KRISTIN	22,9	28,8	6,0	2,1	65,1	5,2	8,7	1,7	0,0	17,2
KVITEBJØRN	27,8	90,7	12,0	0,0	141,2	8,2	44,5	7,9	0,0	67,9
MARTIN LINGE ³⁾	6,0	19,7	0,7	3,0	30,0	6,0	19,7	0,7	3,0	30,0
MARULK	0,5	7,2	0,7	0,0	9,0	0,5	6,4	0,6	0,0	8,0
MIKKEL	5,9	31,0	8,4	2,2	55,2	2,4	14,1	3,9	0,0	23,9
MORVIN	10,5	4,7	1,4	0,0	17,9	5,5	3,5	1,2	0,0	11,3
MURCHISON	13,9	0,4	0,0	0,0	14,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
NJORD	27,5	13,8	3,1	0,0	47,1	1,7	5,4	1,2	0,0	9,4
NORNE	91,0	11,3	1,5	0,0	105,0	3,2	4,6	0,7	0,0	9,1
ORMEN LANGE	0,0	314,6	0,0	17,4	332,0	0,0	194,5	0,0	8,2	202,7

Felt	Opphavelge reservar ¹⁾					Attverande reservar ⁴⁾				
	Olje mill. Sm ³	Gass mrd. Sm ³	NGL mill. tonn	Kondensat mill. Sm ³	Oljeekv. ²⁾ mill Sm ³ o.e.	Olje mill. Sm ³	Gass mrd. Sm ³	NGL mill. tonn	Kondensat mill. Sm ³	Oljeekv. ²⁾ mill. Sm ³ o.e.
OSEBERG	389,1	111,9	12,0	0,0	523,8	24,2	73,3	3,9	0,0	104,8
OSEBERG SØR	64,1	16,7	1,6	0,0	83,8	17,7	7,7	0,9	0,0	27,3
OSEBERG ØST	25,7	0,4	0,3	0,0	26,6	6,6	0,1	0,1	0,0	6,8
OSELVAR	2,6	1,7	0,0	0,0	4,2	2,3	1,5	0,0	0,0	3,8
REV	0,7	2,7	0,0	0,0	3,5	0,0	0,1	0,0	0,0	0,1
RINGHORNE										
ØST	13,9	0,3	0,0	0,0	14,2	4,0	0,1	0,0	0,0	4,0
SIGYN	0,0	6,5	3,1	6,0	18,4	0,0	0,1	0,6	0,0	1,2
SKARV	13,9	44,5	5,4	0,0	68,6	11,7	41,5	5,0	0,0	62,8
SKIRNE	2,3	10,3	0,0	0,0	12,5	0,5	0,9	0,0	0,0	1,4
SKULD	9,5	0,8	0,1	0,0	10,4	8,9	0,7	0,1	0,0	9,8
SLEIPNER VEST	0,0	133,5	9,7	32,9	184,9	0,0	14,7	1,3	3,4	20,5
SLEIPNER ØST	0,0	67,7	13,5	26,9	120,3	0,0	1,0	0,4	0,1	1,9
SNORRE	257,2	6,6	4,7	0,0	272,8	66,9	0,3	0,1	0,0	67,3
SNØHVIT	0,0	225,1	7,3	29,1	268,2	0,0	201,0	6,1	24,9	237,5
STATFJORD	573,0	79,5	24,0	1,3	699,4	5,3	12,1	6,7	0,6	30,7
STATFJORD										
NORD	39,6	2,1	1,1	0,0	43,8	3,0	0,0	0,3	0,0	3,6
STATFJORD ØST	36,6	4,1	2,2	0,0	44,9	0,2	0,2	0,8	0,0	1,9
SVALIN ³⁾	12,3	0,0	0,0	0,0	12,3	12,3	0,0	0,0	0,0	12,3
SYGNA	11,2	0,0	0,0	0,0	11,2	1,3	0,0	0,0	0,0	1,3
TAMBAR	9,5	2,0	0,5	0,0	12,4	0,4	0,0	0,2	0,0	0,9
TAMBAR ØST	0,3	0,0	0,0	0,0	0,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
TOR	24,4	11,3	1,2	0,0	37,9	0,3	0,4	0,0	0,0	0,7
TORDIS	63,2	4,8	1,8	0,0	71,5	7,5	0,5	0,2	0,0	8,4
TROLL	269,4	1432,8	27,4	1,5	1755,7	34,5	955,3	20,2	-2,8	1025,4
TRYM	1,7	4,0	0,0	0,0	5,8	0,8	2,6	0,0	0,0	3,4
TUNE	3,3	18,5	0,2	0,0	22,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1
TYRIHANS	33,1	42,5	8,5	0,0	91,8	13,7	41,4	8,3	0,0	71,0
ULA	84,2	3,9	3,2	0,0	94,1	11,4	0,0	0,6	0,0	12,5
URD	6,9	0,1	0,0	0,0	7,0	1,6	0,0	0,0	0,0	1,5
VALE	2,6	2,4	0,0	0,0	5,0	1,1	1,2	0,0	0,0	2,3
VALEMON ³⁾	4,6	23,6	1,2	0,0	30,4	4,6	23,6	1,2	0,0	30,4
VALHALL	146,7	27,4	5,5	0,0	184,5	39,0	6,6	2,2	0,0	49,7
VARG	16,1	1,0	0,3	0,0	17,6	0,6	1,0	0,3	0,0	2,1
VEGA	7,9	15,6	4,7	0,0	32,4	5,4	12,3	3,9	0,0	25,1
VESLEFRIKK	54,4	5,2	1,8	0,0	63,0	1,5	2,8	0,5	0,0	5,2
VIGDIS	69,4	1,9	1,2	0,0	73,7	15,9	0,2	0,3	0,0	16,5
VILJE	13,4	0,0	0,0	0,0	13,4	4,7	0,0	0,0	0,0	4,7
VISUND	34,9	52,3	6,2	0,0	99,0	11,5	44,7	5,7	0,0	67,0
VISUND SØR	2,7	7,7	0,9	0,0	12,2	2,3	7,2	0,9	0,0	11,1
VOLUND	9,9	0,9	0,0	0,0	10,8	3,3	0,3	0,0	0,0	3,6
VOLVE	9,5	0,9	0,2	0,1	10,8	1,3	0,1	0,0	0,0	1,5
YME ³⁾	18,5	0,0	0,0	0,0	18,5	10,6	0,0	0,0	0,0	10,6
ÅSGARD	102,4	206,7	38,1	17,1	398,8	17,5	73,5	13,7	0,0	117,1
Total	4683,0	3691,7	284,3	146,8	9061,7	834,0	2048,9	128,8	40,2	3167,8

¹⁾ Tabellen syner forventningsverdier og estimata er difor usikre

²⁾ Omrekningsfaktor for NGL i tonn til Sm³ er 1,9

³⁾ Felt med godkjent utbyggingsplan der produksjonen ikkje var starta per 31.12.2013

⁴⁾ Årsaka til negative tal for attverande reservar på enkelte felt er at produktet ikkje er rapportert under opphavelge reservar. Dette gjeld produsert NGL og kondensat

Tabell 2.4 Reserver i funn der rettshavarane har vedteke utbygging

Funn	Olje mill. Sm ³	Gass mrd. Sm ³	NGL mill. tonn	Kondensat mill. Sm ³	Oljeekv. ¹⁾ mill. Sm ³ o.e.	Funnår ²⁾
1/5-2 FLYNDRE	0,4	0,1	0,0	0,0	0,5	1974
33/9-6 DELTA	0,1	0,0	0,0	0,0	0,1	1976
Totalt	0,5	0,1	0,0	0,0	0,6	

¹⁾ 1,9 er omrekningsfaktoren for NGL i tonn til Sm³

²⁾ Funnår for den eldste funnbrønne som inngår

Tabell 2.5 Ressursar i felt og funn i planleggingsfase

Funn	Olje mill. Sm ³	Gass mrd. Sm ³	NGL mill. tonn	Kondensat mill. Sm ³	Oljeekv. ²⁾ mill. Sm ³ o.e.	Funnår ³⁾
FRØY ⁴⁾	8,7	0,0	0,0	0,0	8,7	1987
1/9-1 TOMMELITEN ALPHA	6,2	13,7	0,5	0,0	20,8	1977
8/10-4 S (Butch)	7,5	0,7	0,0	0,0	8,2	2011
15/8-1 (Alpha)	0,0	2,3	0,5	1,6	4,8	1982
16/2-6 JOHAN SVERDRUP	354,1	10,6	4,8	0,0	373,8	2010
17/12-1 BREAM	6,4	0,0	0,0	0,0	6,4	1972
18/10-1 (Mackerel)	2,1	0,0	0,0	0,0	2,1	1980
24/6-1 PEIK	0,6	2,0	0,0	0,0	2,5	1985
25/2-10 S (Frigg- GammaDelta) ⁵⁾	12,5	3,5	0,0	0,0	16,0	1986
30/11-7 (Fulla)	0,9	5,5	0,0	0,0	6,3	2009
30/11-8 S (Krafla) ⁶⁾	8,5	5,3	0,6	0,0	14,9	2011
31/2-N-11 H	0,6	0,0	0,0	0,0	0,6	2005
35/11-13 (Astero)	3,4	0,6	0,0	0,0	4,1	2005
6406/2-7 ERLEND	0,9	1,0	0,2	0,0	2,3	1999
6406/3-2 TRESTAKK	7,9	1,8	0,4	0,0	10,5	1986
6406/3-8 (Maria)	19,5	2,1	1,0	0,0	23,6	2010
6407/6-6 MIKKEL SØR ⁷⁾	0,6	2,2	0,5	0,0	3,8	2008
6506/9-2 S (Fogelberg)	1,4	8,1	0,8	0,0	11,0	2010
6507/7-14 S (Zidane) ⁸⁾	0,0	17,9	0,2	0,4	18,8	2010
6705/10-1 (Asterix)	0,0	17,8	0,0	0,3	18,1	2009
7122/6-1 (Tornerose)	0,0	3,7	0,0	0,2	3,9	1987
7220/8-1 JOHAN CASTBERG ⁹⁾	78,1	9,7	0,0	0,0	87,7	2011
Totalt	511,2	108,3	9,6	2,5	640,3	

¹⁾ Navn i parentes er ikkje offisielle funnnavn

²⁾ 1,9 er omrekningsfaktoren for NGL i tonn til Sm³

³⁾ Funnår for den eldste funnbrønne som inngår

⁴⁾ Rettighetshavarane ser på ei ny utbygging av feltet, volumet er summert i RK 4A for felt

⁵⁾ 25/2-10 S (FriggGammaDelta) inneheld 25/2-17 - funnår 2009

⁶⁾ 30/11-8 S (Krafla) inneheld 30/11-8 A - funnår 2011. Ressurser i RK 4F og RK 7F

⁷⁾ 6407/6-6 Mikkel Sør inneheld 6407/6-7 S - funnår 2009

⁸⁾ 6507/7-14 S (Zidane) inneheld 6507/7-15 S - funnår 2012

⁹⁾ 7220/8-1 Johan Castberg inneheld 7220/7-1 - funnår 2012. Ressursene omfatter gass ressurser i RK 7F

Tabell 2.6 Ressursar i funn der utvinning er sannsynleg, men ikkje avklart

Funn ¹⁾	Olje mill. Sm ³	Gass mrd. Sm ³	NGL mill. tonn	Kondensat mill. Sm ³	Oljeekv. ²⁾ mill. Sm ³ o.e.	Funnår ³⁾
15/12-21 (Grevling)	7,7	0,1	0,0	0,0	7,8	2009
15/5-2 EIRIN	0,0	7,0	0,1	0,4	7,6	1978
16/1-12 (Edvard Grieg Sør)	5,1	0,5	0,2	0,0	5,9	2009
16/1-14 (Apollo)	5,2	0,2	0,1	0,0	5,5	2010
2/12-1 MJØLNER	3,0	0,8	0,1	0,0	4,0	1987
2/5-3 SØRØST TOR	3,1	0,9	0,0	0,0	3,9	1972
24/9-10 S (Caterpillar)	1,0	0,1	0,0	0,0	1,0	2011
25/1-11 R (Storklakken)	1,5	0,0	0,0	0,0	1,5	2010
25/2-5 LILLE FRØY	3,0	1,6	0,0	0,0	4,6	1976
25/4-3 GEKKO	0,5	4,2	0,0	0,0	4,7	1974
25/8-4 (D-struktur)	1,0	0,0	0,0	0,0	1,0	1992
3/7-8 S (Trym Sør)	0,2	0,8	0,0	0,0	1,0	2013
30/5-3 S (Corvus)	0,4	5,5	0,0	0,0	5,9	2009
33/12-9 S (Skinfaks Sør)	0,6	0,5	0,1	0,0	1,2	2012
34/10-52 A	0,0	0,2	0,0	0,0	0,3	2011
34/10-52 B	0,1	0,2	0,0	0,0	0,3	2011
34/11-2 S NØKKEN	1,8	4,0	0,5	0,0	6,7	1996
34/4-11 (Beta)	12,2	1,4	0,0	0,0	13,6	2010
35/2-1 (Peon)	0,0	19,5	0,0	0,0	19,5	2005
35/8-3 (Aurora)	0,6	2,7	0,0	0,0	3,2	1988
35/9-6 S (Titan)	5,4	4,0	0,0	2,5	12,0	2010
6406/2-1 LAVRANS	2,4	9,3	0,8	0,0	13,2	1995
6406/9-1 LINNORM	0,0	24,4	0,0	0,6	24,9	2005
6407/7-8 (Noatun)	0,5	2,0	0,3	0,0	3,0	2008
6407/9-9 (Hasselmus) ⁴⁾	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1999
6506/11-2 LANGE	0,5	0,2	0,1	0,0	0,9	1991
6506/12-3 LYSING	1,2	0,2	0,0	0,0	1,4	1985
6506/6-1 (Victoria)	0,0	26,8	0,0	0,0	26,8	2000
6507/11-6 SIGRID	0,4	1,9	0,3	0,0	2,9	2001
6507/3-8 (Gjøk)	0,0	1,4	0,2	0,1	1,9	2009
6507/7-13	0,9	0,0	0,0	0,0	1,0	2001
6607/12-2 S (Alve Nord)	0,9	4,9	0,0	1,3	7,0	2011
7120/12-2 (Alke) ⁵⁾	0,0	11,4	0,6	0,4	12,9	1981
Totalt	59,0	136,5	3,4	5,2	207,3	

¹⁾ Navn i parentes er ikkje offisielle funn navn

²⁾ 1,9 er omrekningsfaktoren for NGL i tonn til Sm³

³⁾ Funnår for den eldste funnbrønnen som inngår

⁴⁾ Funnet har ingen salgbare ressursar. Produsert gass benyttes som brensel på Draugen

⁵⁾ 7120/12-2 Alke inkluderer 7120/12-3 - funnår 1983

Tabell 2.7 Ressursar i funn som ikkje er evaluerte

Funn ¹⁾	Olje mill. Sm ³	Gass mrd. Sm ³	NGL mill. tonn	Kondensat mill. Sm ³	Oljeekv. ²⁾ mill. Sm ³ o.e.	Funnår ³⁾
7/12-5 (Ula Nord)	0,8	0,2	0,0	0,0	1,0	1981
16/2-18 S (Cliffhanger Nord)	2,6	0,4	0,0	0,0	3,0	2013
16/2-3 (Ragnarrock)	2,9	0,4	0,0	0,0	3,3	2007
16/2-4	0,0	1,9	0,0	0,3	2,2	2007
16/2-5	0,0	1,9	0,0	0,2	2,1	2009
16/4-6 S (Luno II)	10,5	3,0	0,0	0,0	13,5	2013
2/3-1	0,0	1,8	0,0	0,0	1,8	1969
2/4-17 TJALVE	0,6	0,8	0,0	0,0	1,4	1992
2/4-21 (King Lear)	0,0	8,1	0,0	5,5	13,6	2012
25/4-2 (Heimdal Øst)	0,8	0,1	0,0	0,0	0,9	1973
25/11-27	3,3	0,0	0,0	0,0	3,3	2013
30/11-9 S (Askja West)	0,0	2,2	0,0	0,5	2,7	2013
34/12-1 (Afrodite)	0,0	9,2	0,9	1,2	12,1	2008
34/4-10	4,8	0,7	0,0	0,0	5,5	2000
34/6-2 S (Garantiana)	6,0	0,2	0,0	0,0	6,2	2012
34/7-H-2 (Ørneskate)	0,3	0,0	0,0	0,0	0,3	2013
35/10-2	0,0	2,8	0,3	0,5	3,9	1996
35/12-2 (Grosbeak)	4,8	0,7	0,0	0,0	5,5	2009
35/9-7 (Skarfjell)	16,2	5,3	0,0	0,0	21,5	2012
6406/6-3 (Mjøsa Sør)	0,0	0,2	0,0	0,0	0,2	2013
6407/1-6 S	0,0	7,6	0,0	1,9	9,5	2013
6407/2-5 S (Nona)	2,9	1,3	0,0	0,1	4,3	2009
6407/2-6 S (Flyndre-tind)	0,0	1,9	0,0	0,5	2,4	2010
6407/8-6 (Snilehorn)	9,3	3,1	0,0	0,0	12,4	2013
6506/9-3 (Smørbuk Nord)	0,0	3,6	0,0	1,1	4,7	2013
6507/3-7 (Idun N)	0,0	0,8	0,0	0,0	0,8	2009
6507/3-10 (Klara)	1,3	0,2	0,0	0,0	1,5	2013
6608/10-15 (Svale)	2,3	0,1	0,0	0,0	2,4	2013
7120/1-3 (Gotha)	15,7	11,9	0,0	0,0	27,5	2013
7120/2-3 S (Skalle)	0,0	5,0	0,0	0,0	5,0	2011
7219/8-2 (Iskrystall)	0,0	2,3	0,0	0,2	2,5	2013
7220/7-2 S (Skavl)	6,1	0,9	0,0	0,0	7,0	2013
7222/11-1 (Langli-tinden)	0,0	6,0	0,0	0,0	6,0	2008
7324/8-1 (Wisting Central)	17,9	0,7	0,0	0,0	18,6	2013
Totalt	109,0	85,4	1,2	12,0	208,6	

¹⁾ Navn i parantes er ikkje offisielle funnnavn
²⁾ 1,9 er omrekningsfaktoren for NGL i tonn til Sm³
³⁾ Funnår for den eldste funnbrønna som inngår

VEDLEGG 3

Rørleidningar og landanlegg

Tabell 3.1 Gassrørleidningar

Rørleidning	Operatør	Frå – til	Oppstart (år)	Kapasitet (mill. Sm ³ /d)	Dimensjon (tommar)	Lengd (km)	Investering Milliardar NOK 2013
Europipe	Gassco AS	Draupner E–Emden i Tyskland	1995	46	40	620	24,3
Europipe II	Gassco AS	Kårstø–Dornum i Tyskland	1999	71	42	658	10,9
Franpipe	Gassco AS	Draupner E–Dunkerque i Frankrike	1998	55	42	840	11,4
Norpipe	Gassco AS	Ekofisk–Norsea Gas Terminal i Tyskland	1977	32	36	440	30,1
Oseberg Gastransport (OGT)	Gassco AS	Oseberg–Heimdal	2000	35	36	109	2,3
Statpipe (rikgass)	Gassco AS	Statfjord–Kårstø		25	30	308	
Statpipe (tørrgass)	Gassco AS	Kårstø–Draupner S		21	28	228	
Statpipe (tørrgass)	Gassco AS	Heimdal–Draupner S		31	36	155	
Statpipe (tørrgass)	Gassco AS	Draupner S–Ekofisk Y		30	36	203	
Statpipe (alle)	Gassco AS		1985				52,0
Tampen Link	Gassco AS	Statfjord–FLAGS-rørleidning i UK	2007	10–27	32	23	2,3
Vesterled	Gassco AS	Heimdal–St. Fergus i Skottland	1978	39	32	360	36,8
Zeepipe	Gassco AS	Sleipner–Draupner S		55	30	30	
Zeepipe	Gassco AS	Sleipner–Zeebrugge i Belgia	1993	42	40	813	
Zeepipe IIA	Gassco AS	Kollsnes–Sleipner	1996	74	40	299	
Zeepipe IIB	Gassco AS	Kollsnes–Draupner E	1997	73	40	301	
Zeepipe (alle)	Gassco AS						27,4
Åsgard Transport	Gassco AS	Åsgard–Kårstø	2000	70	42	707	12,0
Langeled (nordlege rørleidning)	Gassco AS	Nyhamna–Sleipner	2007	75	42	627	
Langeled (sørlege rørleidning)	Gassco AS	Sleipner–Easington i England	2006	72	44	543	
Langeled (begge)	Gassco AS						19,4
Norne Gastransport-system (NGTS)	Gassco AS	Norne–Åsgard Transport	2001	7	16	128	1,4
Kvitebjørn gassrør	Gassco AS	Kvitebjørn–Kollsnes	2004	27	30	147	1,3
Gjøa gassrør		Gjøa–FLAGS i UK	2010	17	29	131	2,0
Draugen Gass-eksport	AS Norske Shell	Draugen–Åsgard Transport	2000	2 mrd Sm ³ /år	16	78	1,3
Grane Gassrør	Statoil Petroleum AS	Heimdal–Grane	2003	3,6 mrd Sm ³ /år	18	50	0,3
Haltenpipe	Gassco AS	Heidrun–Tjeldbergodden	1996	2 mrd Sm ³ /år	16	250	3,3
Heidrun Gass-eksport	Statoil Petroleum AS	Heidrun–Åsgard Transport	2001	4 mrd Sm ³ /år	16	37	1,0

Tabell 3.2 Olje- og kondensatrørleidningar

Rørleidning	Operatør	Frå – til	Oppstart (år)	Kapasitet (Sm ³ /d)	Dimensjon (tommar)	Lengd (km)	Investering Milliardar NOK 2013
Grane Oljerør	Statoil Petroleum AS	Grane–Sture-terminalen	2003	34 000	29	220	1,8
Kvitebjørn Oljerør	Statoil Petroleum AS	Kvitebjørn–Mongstad (kopla til Y-koplinga Troll Oljerør II)	2004	10 000	16	90	0,5
Norpipe Olje-rørleidning	Norpipe Oil AS	Ekofisk–Teeside i Storbritannia	1975	53 mill. Sm ³ /år	34	354	18,5
Oseberg Transport-system	Statoil Petroleum AS	Oseberg A–Sture-terminalen	1988	121 000	28	115	10,9
Sleipner Øst kondensat-rørleidning	Statoil Petroleum AS	Sleipner A–Kårstø	1993	32 000	20	245	1,8
Troll Oljerør I	Statoil Petroleum AS	Troll B–Mongstad	1995	42 500	16	86	1,4
Troll Oljerør II	Statoil Petroleum AS	Troll C–Mongstad	1999	40 000	20	80	1,3
Huldra Kondensat	Statoil	Huldra-Veslefrikk	2001	7900	8	16	0,4
Gjøa Olje- eksport	GDF SUEZ E&P Norge AS	Gjøa – Troll Oljerør II	2010	5,4 mill. Sm ³ /år	16	55	1,8

Tabell 3.3 Landanlegg i Noreg

Landanlegg	Stad	Omtale og produkt
Kollsnes gassbehandlingsanlegg	Øygarden kommune i Hordaland	Gassbehandlingsanlegget på Kollsnes er ein del av Gassled. På Kollsnes blir brønnstraumen separert i gass, NGL og kondensat. Gassen blir tørka og komprimert før han går til kontinentet via to rørleidningar til Sleipner og Draupner. Kapasiteten er 143 millionar Sm ³ tørrgass per dag og 9780 Sm ³ kondensat per dag.
Kårstø gassbehandlings- og kondensatanlegg	Tysvær kommune i Rogaland	Inn til Kårstø kjem rikgass og ustabilisert kondensat. Prosessanlegget separerer desse straumane til tørrgass som blir transportert i to rørleidningar frå Kårstø mot Europa og seks væskeprodukt som blir separert ut og lagra for utskipping. Gassbehandlingsanlegget kan handtera 88 millionar Sm ³ rikgass per dag. Kondensatanlegget har ein kapasitet på om lag 5,5 millionar tonn ikkje-stabilisert kondensat per år. Kapasiteten for gjenvinning av etan på Kårstø er 950 000 tonn i året.
Mongstad-terminalen	Lindås og Austrheim kommune i Hordaland	Tre kaianlegg for skip på inntil 400 000 tonn. 3 fjellkaverner på til saman 1,5 millionar m ³ råolje. Tek imot råolje på skip frå mellom anna Gullfaks, Statfjord, Draugen, Norne, Åsgard og Heidrun, og er ilandføringsterminal for oljerørleidningane frå Troll B, Troll C, Fram, Kvitebjørn, Gjøl, Vega og Vega Sør.
Nyhamna gassbehandlingsanlegg	Aukra kommune i Møre og Romsdal	Prosessanlegget for Ormen Lange på Nyhamna er eit konvensjonelt anlegg for gasstørking, komprimering, gasseskport, kondensatutskiljing, stabilisering, lagring og fiskal måling av gass og kondensat. Anlegget har ein kapasitet på 70 millionar Sm ³ tørrgass per dag ved eit mottakstrykk på 90 bar.
Melkøya LNG	Hammerfest kommune i Finnmark	Den ubehandla brønnstraumen frå Snøhvitfeltet blir ført gjennom eit 143 kilometer langt rør til anlegget på Melkøya for behandling og utskipping. På landanlegget blir kondensat, vatn og CO ₂ skilt frå brønnstraumen før naturgassen blir kjølt ned til flytande form (LNG) og lagra i dedikerte tankar. Røret har ein tilgjengeleg teknisk kapasitet på 7,7 millionar Sm ³ per år. CO ₂ blir skilt frå naturgassen og returnert til Snøhvitfeltet, der han blir injisert i ein eigen formasjon under øljen og gassen.
Stureterminalen	Øygarden kommune i Hordaland	Stureterminalen tek imot olje og kondensat via rørleidningen frå Oseberg A, frå felta Oseberg, Veslefrikk, Brage, Oseberg Sør, Oseberg Øst, Tune og Huldra. Terminalen tek også imot olje frå Granefeltet via Grane oljerør. Stureanlegget inkluderer to kaianlegg som kan ta imot oljetankarar på opptil 300 000 tonn, fem råoljekaverner med ein kapasitet på 1 million Sm ³ , ei LPG-kaverne på 60 000 Sm ³ og ei ballastvatnkaverne på 200 000 m ³ . Eit fraksjoneringsanlegg prosesserer ustabilisert råolje frå Osebergfeltet til stabil råolje og LPG-blanding.
Tjeldbergodden	Aure kommune i Møre og Romsdal	Metanolfabrikk. Gassleveransane gjennom Haltenpipe utgjer kvart år om lag 0,7 milliardar Sm ³ , som gir 830 000 tonn metanol. I tilknytning til metanolfabrikken er det bygt ein luftgassfabrikk. Tjeldbergodden Luftgassfabrikk DA har også eit mindre fraksjonerings- og LNG-anlegg med kapasitet på 35 millionar Sm ³ per år.
Vestprosess	Lindås kommune i Hordaland	Selskapet Vestprosess DA eig og driv eit transportsystem og eit utskiljingsanlegg for våtgass (NGL). Gjennom ein 56 kilometer lang rørleidning blir ustabilisert NGL skipa frå gassterminalen på Kollsnes via oljeterminalen på Stura og vidare til Mongstad. På Mongstad blir det først skilt ut nafta og LPG. Naftaen blir nytta som råstoff i raffineriet, medan LPG blir fraksjonert i eit eige prosessanlegg. Fraksjoneringsprodukt, propan og butan, blir lagra i kaverner og seinare eksportert.

VEDLEGG 4

Omrekningsfaktorar

Oljeekvivalentar (forkorta o.e.) blir nytta når ein skal summere ressursmengdene av olje, gass, NGL og kondensat. Ei slik summering kan skje ved at ein nyttar ein felles eigenskap (f.eks energi, masse, volum eller salsverdi). Oljedirektoratet nyttar ei volumetrisk

1 Sm ³ olje	=	1,0 Sm ³ o.e.
1 Sm ³ kondensat	=	1,0 Sm ³ o.e..
1000 Sm ³ gass	=	1,0 Sm ³ o.e.
1 tonn NGL	=	1,9 Sm ³ o.e.

Gass	1 kubikkfot	1 000,00 Btu
	1 kubikkmeter	9 000,00 kcal
	1 kubikkmeter	35,30 kubikkfot

Råolje	1 Sm ³	6,29 fat
	1 Sm ³	0,84 toe
	1 tonn	7,49 fat
	1 fat	159,00 liter
	1 fat per dag	48,80 tonn per år
	1 fat per dag	58,00 Sm ³ per år

omrekning av NGL til væske og ein energimessig omrekningsfaktor for gass, basert på typiske eigenskapar(*) på norsk kontinentalsokkel.

** Eigenskapane til olje, gass og NGL varierer frå felt til felt, og over tid, men i ressursrekneskapan blir det brukt ein felles og konstant omrekningsfaktor for alle funn og felt.*

Omtrentleg energiinnhald

	MJ
1 Sm ³ naturgass	40
1 Sm ³ råolje	35 500
1 tonn kullekvivalent	29 300

Omrekningsfaktorar for volum

1 Sm ³ råolje	=	6,29 fat
1 Sm ³ råolje	=	0,84 tonn råolje
	=	(gjennomsnitt for olje frå norsk kontinentalsokkel)
1 Sm ³ gass	=	35,314 kubikkfot

Omrekningsfaktorar mellom ulike einingar for energi

		MJ	kWh	BTU
1 MJ	Megajoule	1	0,2778	947,80
1 kWh	kilowatttime	3,6	1	3412,10
1 BTU	Britisk termal unit	0,001055	0,000293	1

**Send meininga di om Fakta 2014
til fakta@oed.dep.no**



OLJE- OG ENERGIDEPARTEMENTET

Akersgata 59
Postboks 8148 Dep. NO-0033 Oslo
Telefon: +47 22 24 90 90

www.regjeringen.no/oed
www.faktaheftet.no
e-post: postmottak@oed.dep.no



OLIEDIREKTORATET

Professor Olav Hanssens vei 10
Postboks 600, NO-4003 Stavanger
Telefon: +47 51 87 60 00

www.npd.no
e-post: postboks@npd.no



Nye native apper for Android og Windows Phone er nå tilgjengelig

- Alle felt
- Alle brønner
- All produksjon
- Alle operatører
- Alle lisenshavere
- Nyheter, kart og mer



www.oilfacts.no

