
Prosjekt

«Konkurranseskraft - norsk sokkel i endring» - Utvalgets anbefalinger

Oljeindustripolitisk seminar, Sandefjord 16.01.18



INNHALDSFORTEGNELSE

Forord	5
1. Sammendrag og anbefalinger	6
1.1. Utvalgets anbefalinger	10
2. Konkurransesituasjonen til næringen	16
2.1. Olje- og gassnæringen i Norge	16
2.2. Norsk sokkels konkurranseevne i forhold til andre energiprovinser	17
2.3. Leverandørindustriens konkurransekraft	37
2.4. Næringens nasjonale konkurransekraft	46
Vedlegg 1: Prosjektbeskrivelse: Utvalgets mandat, struktur og metodikk	56
1.1. Oppnevning og sammensetning av utvalget	56
1.2. Utvalgets mandat fra Konkrafts Råd fra 31.januar 2017	56
1.3. Utvalgets arbeid	58
1.4. Organisering av prosjektet	58
1.5. Teoretisk rammeverk	60
Vedlegg 2: Definisjon av norsk oljeserviceselskap	62

FORKORTELSER

TFO – Tildeling i Forhåndsdefinerte områder
OED – Olje- og energidepartementet
OD – Oljedirektoratet
HMS – Helse, Miljø og Sikkerhet
CCS- Karbonfangst – og lagring
SJA – Sikker Jobb Analyse
G&G – Geologi og geofysisk
API – Application Programming Interface
V&M – Vedlikehold og Modifikasjon
JIP – Joint Industry project
SKS – Standardkontraktstyre
BaSEC – Barents Sea Exploration Collaboration
EPIM – E&P information Management Association
IEA – Det Internasjonale Energibyrået
Ptil – Petroleumstilsynet
OPEC – Organization of the Petroleum Exporting Countries
COP 21 – FNs klimakonferanse i Paris 2015
IOGP – International Association of Oil&Gas Producers
RNNP – Risikonivå i norsk petroleumsvirksomhet
SSB – Statistisk sentralbyrå
OECD – Organization for Economic Co-operation and Development
PUD – Plan for utbygging og drift av petroleumforekomst
Oljefondet – Statens Pensjonsfond Utland
NTK – Norsk Totalkontrakt
NORSOK – Norsk Søkels Konkurranseseposisjon
NIB – Norske innkjøpsbetingelser
NF – Norsk Fabrikasjonskontrakt

OMREGNINGSTABELL

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/dag	48,80 tonn/år
1 fat/dag	58,00 Sm ³ per år

Forord

Den norske olje- og gassnæringen har gjennom 50 år utviklet seg til å bli Norges viktigste næring. Dette har lagt grunnlaget for at Norge i dag er en av verdens rikeste velferdsnasjoner. Tanken om en felles velferdsstat henger tett sammen med den norske modellen og kjerneverdier som høy sysselsetting, velferd for alle og et organisert arbeidsliv. Næringen har utviklet og endret seg innenfor rammene av den norske modellen i et trepartssamarbeid mellom arbeidsgivere, arbeidstakere og myndighetene.

Industrien har alltid vært i omstilling. Norske industribedrifter har automatisert og effektivisert i over hundre år, og de gjør det fortsatt. Høy produktivitet er avgjørende for konkurranseevnen i et land som Norge, som har høyt kostnadsnivå og høy levestandard. Produktivitetsvekst er mulig fordi industrien har vært innovativ, og fordi den norske modellen sikrer lærende arbeidskraft og korte avstander mellom de ansatte og ledelsen.

Høy effektivitet, produktivitet, HMS og karboneffektivitet er avgjørende for konkurranseevnen til olje- og gassnæringen i en tid som kjennetegnes av skjerpet konkurranse i et endret globalt energimarked. Omstillingsarbeidet i de kommende årene vil preges av nye samarbeidsmåter mellom aktørene, digital teknologi og et behov for høyt endringstempo.

Det må være forståelse for at ulike aktører kan og vil ha forskjellige tilnærminger og løsninger. De sterkeste og mest robuste løsningene finner vi ofte i brytningsfeltet mellom ulike interesser. Å bidra til å finne slike løsninger er kjernen i KonKrafts arbeid.

Rapporten «Konkurransekraft – norsk sokkel i endring» er et bidrag til KonKrafts videre arbeid for å opprettholde norsk sokkels konkurranseevne, slik at Norge forblir et attraktivt investeringsområde, og et dynamisk hjemmemarked for leverandørbedrifter og maritim næring.

Oslo, 4. januar 2018

Hans-Christian Gabrielsen
Leder, LO

Jan Arve Haugan
Konsernsjef, Kværner

Monica Bjørkmann
Administrerende direktør,
Subsea 7 Norway

Jannicke Nilsson
Konserndirektør, Statoil

Lill Heidi Bakkerud
Nestleder, Industri Energi

Ann-Christin Andersen
Digitalsjef, TechnipFMC global

Alv B. Solheim
Teknisk direktør og visedirektør,
Wintershall Norge

Atle Tranøy
Konserntillitsvalgt, Aker ASA

Jakob Korsgaard
Administrerende direktør,
Maersk Drilling Norge AS

Walter Qvam
Utvalgsleder

1. Sammendrag og anbefalinger

Verdens energimarkeder er i endring, og dette påvirker energinasjonen Norge i betydelig grad.

Den norske olje- og gassnæringen har alle muligheter til å lykkes i denne omstillingen, slik den har gjort mange ganger tidligere.

De siste årene har vært krevende, og næringen har gjort store omlegginger og forbedringer. Forenkling og standardisering har vært avgjørende.

KonKrafts Råd opprettet prosjektet «Konkurranssekraft – norsk sokkel i endring» i januar 2017. Formålet var å sikre verdiskaping, arbeidsplasser og global konkurransekraft for den norske olje- og gassnæringen på lang sikt.

Sentrale oppgaver i mandatet var å

- sikre at kostnadsreduksjoner og tiltak fører til reelle, varige og langsiktige endringer
- sikre et aktivitetsnivå som opprettholder og videreutvikler den norske kompetanse- og leverandørklyngen
- sørge for at høy norsk andel er attraktivt både av bedriftsøkonomiske og samfunnsøkonomiske hensyn
- foreslå nødvendige forbedringer i rammebetingelsene overfor myndighetene
- anbefale tiltak fra bransjen og fra myndighetene for å realisere samfunnsøkonomisk lønnsomme prosjekter
- foreslå kortsiktige tiltak dersom det gir grunnlag for å sikre langsiktig verdiskaping
- Ivareta relevante deler av handlingsplanen «Veikart for norsk sokkel – verdiskaping og reduserte klimagassutslipp på norsk sokkel fram mot 2030 og 2050»
- øke bruken av digitale løsninger, automatisering og robotisering
- øke innsatsen innen standardisering, forenkling og industrialisering
- øke kostnadseffektiviteten i virksomheten til

olje- og gassnæringen

- styrke samarbeidet mellom operatører og leverandører gjennom økt samhandling, effektive grensesnitt, gjenbruk av løsninger og erfaringsoverføring

Gjennom 2017 er mye endret. Nedgangen i aktivitetsnivået har flatet ut, og det er tegn til økning selv om det er store forskjeller mellom segmentene innad i bransjen. Det er oppnådd betydelige kostnads- og effektiviseringsgevinster. Nullpunktprisen for flere feltutbygginger er redusert med 30–50 prosent. Oljeprisen har hatt en stabil stigning og passerte i desember 64 USD per fat. Aktørbildet har endret seg både blant operatører og leverandører. Toneangivende selskaper i næringen har etablert strategier og veikart for digitalisering. Det er mer optimisme i næringen nå enn for et år siden.

Utfordringen for olje- og gassnæringen som helhet ved inngangen til 2018 er at det ikke er funnet ressurser til å opprettholde dagens nivå i olje- og gassproduksjonen etter 2025. Det er heller ingen kjente store utbyggingssjekter etter 2022. For å lykkes må næringen

- gjøre flere funn for utbygging og produksjon
- finne lønnsomme løsninger for utbygging av flere av de mindre funnene på norsk sokkel
- fortsette det pågående forenklings- og forbedringsarbeidet
- realisere potensialet som ligger i digitalisering, bruk av industrialiserte leverandørløsninger og nye samhandlingsformer
- redusere CO₂-utslippene og øke sikkerhetsnivået
- opprettholde attraktiviteten til norsk sokkel og skape arbeidsplasser

Et av de viktigste konkurransefortrinnene for norsk sokkel er den samlede kompetansen og innovasjonskraften i de norske offshoreklyngene. Dette fortrinnet er utviklet over mange år gjennom både samarbeid og konkurranse, og gjennom et arbeidsliv som er basert på åpen dialog mellom arbeidsgivere, arbeidstakere

og myndigheter. Det er avgjørende at næringen bygger videre på denne breddekompetansen når den nå står på terskelen til et nytt teknologisk skifte, gjennom digitalisering.

Kostnadsnivået på norsk sokkel har de siste tre årene blitt betydelig redusert. De fleste parametere viser at næringen nesten har halvert det overordnede kostnadsnivået sitt fra 2013. Basert på innspill og vurderinger er utvalget av den oppfatning at næringen må øke effektiviteten og produktiviteten ytterligere, slik at kostnadsnivået innen 2025 er på samme nivå som rundt år 2000, for å sikre lønnsom aktivitet gjennom næringens sykluser. Lønnsomheten må over tid være bærekraftig for hele verdikjeden i olje- og gassnæringen.

Dagens oljefelt vil ikke produsere nok til å møte fremtidens etterspørsel. Olje fra offshoreområder som norsk sokkel vil være avgjørende for å møte verdens energibehov. Selskapene på norsk sokkel må ha høy leteaktivitet for å påvise nye drivverdige funn. Næringen må få tilgang på nye prospektive arealer. Det er viktig å holde et jevnt og forutsigbart tempo ved tildeling av nye områder for petroleumsaktivitet, både når det gjelder nummererte konsesjonsrunder og tildeling i forhåndsdefinerte områder (TFO).

Klimagassutslippene ved olje- og gassutvinning vil bli viktigere for attraktiviteten til ulike provinser som følge av verdens klimautfordringer. CO₂-intensiteten fra norsk sokkel er i dag om lag halvparten av det globale gjennomsnittet. Dersom næringen fortsetter det systematiske klimaarbeidet på norsk sokkel vil konkurransekraften bli ytterligere styrket.

Det er et høyt sikkerhetsnivå i norsk petroleumsvirksomhet. Samtidig er virksomheten i næringen i dag preget av endringer. For å sikre en bærekraftig utvikling av norsk petroleumsvirksomhet er det nødvendig å videreutvikle sikkerhetsarbeidet, gjennomføre effektiviseringstiltak og redusere kostnadsnivået. HMS-regimet må være innrettet slik at det kan møte fremtidige sikkerhets- og arbeidsmiljøutfordringer på en god måte. Det er næringen selv som er ansvarlig for sikkerheten i petroleumsvirksomheten. Sikkerhetsmyndighetenes oppfølging av aktørene bygger på ansvarliggjøring og forutsetter åpenhet og tillit mellom arbeidstakere og arbeidsgivere, næringen og myndighetene, og respekt for hverandres roller og ansvar.

Utvalget vil vise til og støtter rapporten fra den partssammensatte arbeidsgruppen som har vurdert helse, arbeidsmiljø og sikkerhet i petroleumssektoren, og som ble overlevert til arbeids- og sosialminister Anniken Hauglie 29. september 2017¹.

Fiskale rammevilkår har betydning for attraktiviteten til norsk sokkel. Det norske petroleumsskattesystemet er utformet slik at det skal bidra til høy leteaktivitet og et mangfold av aktører. Innføringen av leterefusjonsordningen har ført til økt leteaktivitet i perioden fra 2006, og det er betydelig flere aktører på norsk sokkel i dag. Over halvparten av alle letebrønner i perioden 2005–2017 ble drevet av andre selskaper enn Statoil og de store internasjonale selskapene.

Utvalget vil understreke viktigheten av stabile og forutsigbare rammevilkår for norsk sokkels attraktivitet.

Norsk sokkel har vært og vil være det viktigste markedet for norsk leverandørindustri. På 2000-tallet har leverandørindustrien også utviklet seg til å bli Norges nest største eksportnæring, etter salg av olje og gass. Leverandørindustrien har gjennom de tre siste årene vært gjennom finansielle utfordringer, store personellreduksjoner og omstruktureringer som følge av lavere aktivitet nasjonalt og globalt. Tildelinger av kontrakter i 2017 viser at den norske leverandørindustrien står sterkt og har økt konkurransekraften sin betydelig.

Befolkningen har et godt inntrykk av olje- og gassnæringen. Arbeidet med innovasjon og teknologiutvikling er høyt anerkjent, og nær hele befolkningen forstår verdien av olje og gass for landets økonomi, velferd og muligheter til utvikling.

Samtidig ser vi at befolkningen har mindre tro på næringens fremtid. Spesielt den yngre generasjon tror mindre på bransjens fremtid nå enn for fem år siden. Dette inntrykket har blitt forsterket på grunn av det dårlige arbeidsmarkedet i bransjen de siste årene.

I studentprosjektet «Den nye oljen» i regi av Norsk olje og gass (2017) ba studentene sine jevnaldrende om å forklare hvorfor olje- og gassnæringen ikke når ut i sin kommunikasjon til de unge i dag. Basert på dette gir prosjektet fire klare råd til bransjen for å snu på denne trenden².

1 Engen-rapporten

2 Se kapittel 2.4

Utvalgets mandat peker på betydningen av langsiktighet og behov for høye ambisjoner i det videre forbedringsarbeidet på norsk sokkel. For at næringen skal oppnå målene om ytterligere økt konkurranseskraft, må den fortsette det selskapsspesifikke forbedringsarbeidet, men også i større grad skape effektivitet og produktivitet i næringen som et system. Det vil si at næringen må arbeide for å

- fjerne unødig duplisering av arbeid og dokumentasjon mellom aktører og faser i verdi- og leverandørkjeden
- etablere industrielle, felles stordriftsløsninger for spesifikke funksjoner eller områder på sokkelen
- redusere mellomledd, funksjoner og operasjoner som kan erstattes av gode og sikre digitale løsninger
- oppnå økt kvalitet, produktivitet og effektivitet i alle ledd i verdikjeden ved styrt utveksling og bruk av datasett mellom selskaper
- etablere portefølje- og alliansemodeller for å skape et bedre forretningsmessig grunnlag for økt aktivitetsnivå – fra leting og boring til utbygging av grupper av små felt og i drift
- tidlig involvering av leverandører i konsept- og prosjektutvikling
- gå sammen om raskest mulig å innføre regelverk og standarder og felles løsninger for lagring, deling og bruk av data innenfor alle ledd i verdikjeden
- intensivere det pågående standardiserings- og forenklingsarbeidet i bransjen

Alle disse områdene er kjennetegnet av at potensialet ligger mellom aktørene, og de fleste av dem har opphav i digitalisering og nye samhandlingsformer i norsk olje- og gassnæring. Utvalget har derfor lagt spesiell vekt på slike muligheter i arbeidet og hentet inn erfaringer fra andre bransjer for hvordan man kan finne løsninger sammen og arbeide på samme måte (se rammeverk fra norsk banknæring vedlegg 1).

Realiserer man dette potensialet, vil aktørene på norsk sokkel øke sin konkurranseskraft, som igjen vil sikre en høy norsk andel og bidra til gode bedriftsøkonomiske resultater.

I arbeidet med å identifisere konkrete forbedringsmuligheter har utvalget ønsket et bredest mulig tilfang av innspill. Utvalget satte ned fire faglige partssammensatte arbeidsgrupper, og prosjektet har i tillegg hatt eksterne bidragsytere og gjennomført en rekke møter og presentasjoner med aktører i og utenfor næringen. Dette har dannet grunnlaget for utvalgets anbefalinger. Utvalget har kommet frem til disse anbefalingene på selvstendig grunnlag og etter helhetsvurderinger.

Videre har utvalget lagt vekt på hva næringen selv kan gjøre for å oppnå bedre resultater. Næringens rammebetingelser er diskutert der det er nødvendig med endringer for å kunne realisere viktig forbedringspotensial.

Anbefalingene representerer en blanding av nye tiltak og forsterkning av spesielt viktige pågående tiltak. Utvalget mener at arbeidet fremover må legge vekt på rask iverksetting og basere seg på innarbeidet praksis med arbeidstakermedvirkning for å sikre kvalitet, HMS og forankring i gjennomføringen. For å sikre nødvendig tempo bør noen enkeltaktører ta et spesielt ansvar for å sette i verk konkrete anbefalinger.

Utvalget anbefaler at iverksettingen hovedsakelig bør skje i de enkelte selskapene og de eksisterende foraene, organisasjonene og samarbeidsarenaene. Det forutsettes at nye samarbeidsformer og allianser er i tråd med eksisterende konkurranselovgivning.

Utvalgets anbefalinger er gruppert i de fem hovedområdene i tabellen på neste side. I figur 1.1. er utvalgets anbefalinger listet opp (uten rangering). Vurdering av anbefalingenes verdi/effekt er illustrert i figuren 1.2.

Figur 1.1.

Utvalgets anbefalinger er gruppert i 5 hovedområder som oppsummert nedenfor

Hovedinnhold	Overordnet i bransjen	Tilgang og leting	Brønnleveranser	Feltutvikling	Drift
Digitalisering og samhandling	Egen digitaliseringsstrategi for hvert selskap	Bedre leterresultater ved deling av data	Forbedret effektivitet innen brønnleveranser gjennom digitalisering	Digital feltutviklingsprosess	Operasjonssøttesentre for økt sikkerhet, høyere verdiskapning og redusert utslipp
	Initiativ for digitalisert samhandling	Oppdatering av Diskus-databasen			Digitale teknologier
Endrete regelverk/rammebetingelser	Opptrappingsplan for DEMO 2000 og Petromaks 2	Endre tidspunkt for TFO-utlysning			Felles digitalisert arbeidstiltelssystem
	Økt satsing på CCS				Regelverk for fremtidsrettede løsninger
Forenklinger, generell standardisering	Arbeidet med forenkling og standardisering må forsterkes ytterligere				
	Økt bruk av NORSOK Standardkontrakter må benyttes				
Samarbeid, allianser, stordrifts-løsning	Industrielle tilnærminger for utviklingen i nord	Stratigrafiske brønner	Brodere samarbeid innen boreaktiviteter	Porteføljetenking for å gjøre små felt lønnsomme	Felles logistikk- og beredskapsløsninger
	EPIM-samarbeidet må forsterkes		Heve referansenivået for prestasjonsmåling i brønn	Samarbeidsmodeller ved feltutbygging	Markedsplass for bedre oversikt og bruk av utstyr på lager
Samfunn og ny kompetanse	Næringens omdømme og attraktivitet				
	Næringens samarbeid med utdannings-systemet				

1.1.

UTVALGETS ANBEFALINGER**Digitalisert samhandling**

- Det bør etableres et samlet og bransjeledet initiativ for arbeid med tiltak som innebærer nye måter for digitalisert samhandling mellom aktørene i olje- og gassnæringen.
- Arbeidet bør etablere felles standarder og protokoller for lagring, utveksling og bruk av data.
- Prosjektet settes i gang på områder der sokkelens aktører ser få konflikter ved deling av data. HMS-data og miljødata er slike velegnede startområder og har potensial for effektivisering. Gjennom dette arbeidet bygger man erfaringer om løsninger og arbeidsmetodikk, og disse brukes deretter på andre områder/datasett i næringen.
- Initiativet bør sikre at slike digitale samhandlingsløsninger kan brukes i verdikjeden, jf. anbefalingene innen brønnleveranser, felt, drift og leting.
- Initiativet bør settes i gang av en kjernegruppe av aktører som har behov, interesse og forutsetninger for raskt å få en slik prosess i gang, og at andre aktører inviteres med i arbeidet med løsningene.
- Dette arbeidet stiller spesifikke og til dels nye krav til arbeidet med å realisere potensial.
- Utvalget anbefaler derfor at det for temaer av typen digitalisert samhandling benyttes et egnet og felles rammeverk, og at arbeidet organiseres fra en nøytral arena og er partssammensatt. Utvalget anbefaler å legge til grunn rammeverket som den norske banknæringen benyttet i sin endringsprosess (se vedlegg 1 for nærmere beskrivelse). Selv om bransjene er svært forskjellige, er måten dette arbeidet ble satt i gang, organisert, styrt og målt på svært relevant også for den digitaliseringstransformasjonen olje- og gassindustrien er på vei inn i.
- Det er i dag ulike oppfatninger mellom aktørene rundt styringsstruktur, eierskap til data og om forretningsmessige konsekvenser for deling av data.

Hvert selskap bør ha egen digitaliseringsstrategi

- Alle aktører bør innen 1–2 år ha etablert et digitaliseringsveikart/-strategi for sin virksomhet
- Digitaliseringsveikartet/-strategien må blant annet tydeliggjøre hvordan selskapet samhandler med andre aktører, hvilke prinsipper selskapet har for styrt datadeling – både når det gjelder verdien av eksterne data og grad av deling av egne data.

Bedre leteresultater ved deling av data

- Aktører innenfor tilgang og leting på norsk sokkel bør innen tre år ha tatt i bruk standarder og grensesnittprinsipper som gjør det mulig å dele informasjon og data i større grad enn i dag.
- Aktørene bør etablere et industrisamarbeid rundt styrt deling av data og som del av dette definere hvilke data som egner seg for og skaper merverdi ved deling på norsk sokkel (se også anbefalingen om initiativ for digitalisert samhandling).

Forbedret effektivitet innen brønnleveranser gjennom digitalisering

- Aktørene bør etablere infrastruktur og regelverk (API-er) for økt bruk av data i brønnleveransen.
- Felles protokoller for datautveksling og åpne grensesnitt må legges til grunn.
- Operatører, riggoperatører og leverandører bør spesifisere hvilke data som kan deles for å øke effektivitet i brønnleveransen.
- Operatører bør i samarbeid med riggoperatører og leverandører av boretjenester sette i gang pilotprosjekter der digitale teknologier knyttet til brønnleveransen blir raskt testet ut.

Digital feltutviklingsprosess

- Aktørene i feltutviklingsprosessen bør etablere et målrettet samarbeid for hurtigst mulig å hente ut effektene av digitalisering og datautveksling (se også anbefalingen om initiativ for digitalisert samhandling).
- Standardisert digital anleggsinformasjon bør tas i bruk, slik at hele verdikjeden kan kommunisere gjennom 3D-modeller og databaser og på sikt på digitale tvillinger. I arbeidet bør man bruke erfaringer fra bygningsindustriens samarbeid om digitalisering – buildingSMART.
- En del av arbeidet bør bidra til å akselerere den pågående digitaliseringen av NORSOK-standardene – spesielt NORSOK Z-TI.

Oppgradering av Diskos-databasen

- Norske myndigheter bør oppgradere brukervennligheten i dagens Diskos-løsning og må samarbeide med industrien for å sikre interoperabilitet³.
- Selskapene må se oppgraderingen av Diskos i tilknytning til overordnet digital strategi og sikre rett kompetanse i prosjektet (strategisk geologi og geofysisk [G&G] kompetanse, digital kompetanse og brønnskompetanse).

Operasjonsstøttesentre for økt sikkerhet, høyere verdiskaping og reduserte utslipp

- Utvalget registrerer at aktører er godt i gang med å etablere operasjonsstøttesentre for å forbedre driften, hente ut effekter av tilstandsovervåking og prediktivt vedlikehold i dagens produserende anlegg og i fremtidige utbygginger.
 - Operasjonsstøttesentrene vil gi delt situasjonsforståelse og bedre samarbeid mellom aktørene i nåtid.
 - Gjennom avansert dataanalyse, kunstig intelligens og avanserte algoritmer benyttes data for å forbedre resultatene.
- Utvalget anser god fremdrift på dette som viktig for å sikre norske arbeidsplasser.

Digitale teknologier. Videreføring av industrisamarbeidet innenfor vedlikehold og modifikasjon (V&M JIP) og OG21

- Selskapene på norsk sokkel bør utforske og ta i bruk teknologien som er beskrevet i V&M JIP (samarbeid i industrien) og OG21 for å øke lønnsomhet og effektivitet i den grad piloter og øvrige resultater viser seg lønnsomme og energibesparende.
- Oppfølgingen av disse initiativene bør være systematiske og helhetlige over norsk sokkel og i regi av etablerte program som DEMO 2000 og Petromaks2.

Felles digitalisert arbeidstillatelsessystem

- Næringen bør sikre et felles digitalisert arbeidstillatelsessystem som inkluderer alle hjelpeprosesser (Sikker-Jobb-Analyse (SJA), isolering, og adgang til lukket område).
- Arbeidet må tilføres ressurser og forankring på tilstrekkelig høyt ledelsesnivå til å gjennomføre en slik prosess.
- Prosessen bør samtidig forbedre sikkerhetsnivået og effektivisere prosessen rundt godkjenning av arbeidstillatelser.

Stratigrafiske brønner

- Olje- og gasselskapene gjennom Norsk olje og gass bør initiere en prosess hvor disse i samarbeid med myndighetene skal bore et sett med stratigrafiske⁴ brønner med utfyllende geologiske og geofysiske data som gjøres tilgjengelig for alle selskapene på norsk sokkel.
- Selskapene bør i fellesskap identifisere og gi et mandat til en aktør for boring av disse brønnene i tett samarbeid med myndighetene.

Bredere samarbeid innen boreaktiviteter

- Riggkampanjer i Barentshavet bør koordineres mellom operatørselskapene, enten gjennom felles kampanjer eller gjennom parallelle kampanjer med delte støtte og beredskapsfunksjoner.
- Mindre prosjekter bør samkjøres for å skape kontinuitet og grunnlag for synergier og en lav kostnadsbase. Porteføljesamarbeidet bør standardiseres på løsningsvalg og leverandører for å unngå kostbare rekonfigureringer og duplisering av reserveløsninger.
- Ressursdeling bør i denne forbindelse vurderes. Eksempelvis felles reservedelslager mellom riggeiere og ulike leverandører av boretjenester, og delte logistikk-løsninger.
- Operatører og leverandører bør gå i aktiv dialog for å identifisere kostnadsdrivende kontraktskrav, for eksempel korte mobiliseringstider, reserveløsninger og ubegrenset tilgang til lite brukt utstyr gjennom kontraktsperioden.
- Prestasjonsbasert kompensasjon i leverandørkontraktene bør benyttes i større grad. Slike modeller må utvikles i samarbeid mellom operatør og leverandør og baseres på gjensidig tillit og åpenhet. Hvordan prestasjonen måles og gevinsten fra forbedringer fordeles mellom partene, må stå sentralt. Prestasjonsbasert kompensasjon bør følges opp med en overføring av fullmakter for løsningsvalg til leverandøren. Dette bør gjøres som en gradvis prosess eller et pilotprosjekt.

3 Interoperabilitet er en egenskap ved et produkt eller et system. Det innebærer at dets grensesnitt er fullstendig forstått, slik at det kan arbeide sammen med andre produkter eller systemer, nåværende eller fremtidige, i en hvilken som helst bruk eller tilgang, uten noen restriksjoner.

4 Stratigrafiske brønner er grunne brønner hvor hensikten er å gi økt geologisk kunnskap om et område

Heve referansenivået for prestasjonsmåling i brønn

- Riggkontraktører og leverandører bør definere faktisk kapasitet⁵ til utstyret sitt gjennom å endre referanse for prestasjonsmåling fra beste teoretisk oppnådde prestasjon til designet kapasitet for utstyr og brønn.
- Riggkontraktører bør etablere et objektivt og teoretisk mål på riggenes totaleffektivitet.

Porteføljetenking for å gjøre små felt lønnsomme

- To eller flere operatører med flere funn (<10) i sin portefølje bør gå sammen for å etablere et porteføljesamarbeid der dette er hensiktsmessig for å realisere prosjekter.
- Operatørene må i prosesser med leverandørene gå gjennom slike porteføljer av funn for å søke standardiserte løsninger som gjør det mulig å realisere flere lønnsomme utbygginger.
- Leverandører bør i slike prosesser synliggjøre hvilken merverdi de kan skape gjennom å arbeide med porteføljer av utbygginger.
- Myndighetene bør aktivt legge til rette for porteføljesamarbeid på tvers av selskaper.

Felles logistikk – og beredskapsløsninger

- Logistikk- og beredskapsprosjektet som ble satt i gang etter drøfting i Norsk olje og gass og ledes av AkerBP, videreføres nå som et samarbeidsprosjekt mellom operatørene.
- Operatørselskapene må åpne for mer deling og samarbeid rundt logistikk.
- Videreutvikling av felles logistikk- og beredskapsløsninger bør gjennomføres innenfor partssamarbeidet.

Markeds plass for bedre oversikt og bruk av utstyr på lager

- Det pågående industriprosjektet med en felles markeds plass for bedre oversikt og bruk av utstyr på lager bør fortsette. Industriprosjektet består av syv operatører og er ledet av Statoil.

Samarbeidsmodeller ved feltutbygginger

- Operatører og leverandører anbefales i større grad enn i dag å dele erfaringer, gevinster, ressurser og risiko ved alternative samhandlingsformer og vurdere dette i forbindelse med etablering av kontraktsstrategi for et felt, et område eller en prosjektportefølje. Alternative samhandlingsformer kan være langsiktige rammekontrakter, partnerskap, allianser og kompensasjonsmodeller med større eller mindre

grad av samhandling, åpenhet, risikodeling og insentiver.

- Operatører bør involvere leverandører tidlig og starte dialogene rundt grensesnitt og optimalisering mens man enda har mulighet til å påvirke planene og løsningene for en utbygging.
- Det anbefales økt bruk av funksjonskrav i stedet for spesifikke krav og spesifikasjoner for å kunne øke bruk av standarddesign og gjenbruk av løsninger, og gjøre innsparinger relatert til fabrikasjon av større serier med like eller liknende produkter. Dette kan gjelde standardisering på både produkt- og komponentnivå.

Standard "Alliansekontrakt"

- Aktørene bør ta et initiativ til å starte arbeidet med å utvikle en ny type standardkontrakt som har basis i en partnerskapstankegang, og som legger til rette for involvering av hovedleverandører fra tidlige prosjektfaser, stimulerer til utvikling av langsiktige samarbeidsforhold og tilrettelegger for felles styringsprinsipper og tett samhandling.
- Standardkontraktstyret (SKS) bør utarbeide et mandat til Forhandlingsutvalget for Standardkontrakter for utarbeidelse av en «Standard Alliansekontrakt». En slik standardkontrakt kan bygge på eksisterende standardkontrakter (NTK15, NF15, NIB16 eller NSC05)

Industrielle tilnærminger for utviklingen i nord

- Operatører, leverandører og andre aktører med aktivitet i nord bør danne et industrielt fellesprosjekt. Hensikten med et slikt samarbeid bør være å (videre)utvikle industrielle kompetanseklynger i nord, sikre økt aktivitet og ringvirkninger og samtidig sikre robuste løsninger for selskapene. Et eksempel på et liknende initiativ er Barents Sea Exploration Collaboration (BaSEC).
- En viktig del av dette arbeidet må være å identifisere hvilke funksjoner som kan være felles, og etablere samhandlingsregler for selskapene som har aktivitet i området.

⁵ Med kapasitet menes utstyrets yteevne inkludert sikkerhetsmarginer uten at man går på bekostning av sikkerhetsnivået.

EPIM-samarbeidet må forsterkes

- E&P Information Management Association (EPIM)⁶ må styrkes og få nødvendig status i næringen for å kunne bidra ytterligere med sitt arbeid i fremtiden.
- Ledelsen i operatørselskapene bør ta sterkere eierskap til EPIMs rolle og styrende organer.

Arbeidet med forenkling og standardisering må forsterkes ytterligere

- Aktørene bør benytte effektivitetsmål sammen med lønnsomhetsmål for å sikre at forbedringer fortsetter selv med høyere olje- og gasspriser.

Økt bruk av NORSOK

- Arbeidet med standardisering er svært viktig og bør prioriteres høyere.
- Arbeidet med NORSOK-standardene er og må være partssammensatt.
- Sektorstyret petroleumsstandardisering bør opprettholde en høy ambisjon i arbeidet med å etablere og videreutvikle industristandarder som fremmer gode sikkerhetsmessige, kostnadseffektive, tekniske, og konkurransedyktige løsninger.
- De PTIL-refererte standardene (95 standarder) – både NORSOK-standarder og øvrige standarder – bør i størst mulig grad brukes uten selskapsspesifikke krav.

Standardkontrakter må benyttes

- Operatører og leverandører må i økende grad ta i bruk de nye standardkontraktene.

Endre tidspunkt for TFO-utlysning. Seismisk multi-klient aktivitet. Sam-X.

- Myndighetene bør vurdere å endre tidspunktet for tildeling av TFO-søknader slik at det er i bedre samsvar med sesongen for innsamling av seismiske data. Det betyr søknadsfrist for TFO i april/mai. Det pågående arbeidet i Norsk olje og gass for å samordne aktiviteten mellom olje- og gassnæringen og fiskerinæringen anses som svært viktig.
- Operatører i nabolisenser bør ha faste årlige møter der målet er å unngå mulig overlapp i seismikkinnsamling og kartlegge muligheter for eventuelle felles innsamlinger
- Operatører bør dele foreløpige innsamlingskart (omriss) på Sam-X så tidlig som mulig i planleggingsfasen for å unngå overlappende innsamling.

- Operatører må sikre at Norges Fiskarlag holdes oppdatert fra en tidlig planleggingsfase.
- Sam-X bør videreutvikles i henhold til spesifikke behov for oljeindustrien og fiskerinæringen.

Regelverk for fremtidsrettede løsninger

- Regelverket og standardene må raskest mulig tilpasses nye teknologiske løsninger, slik at fremtidige krav og retningslinjer tar hensyn til mulighetene som digitale løsninger og fjernstyring fra land gir. Gjennom dette kan man sørge for effektiv og sikker innføring av nye teknologier.
- Aktørene bør aktivt benytte Petroleumstilsynets årlige oppdatering av regelverk og presentere endringsforslag der regelverket oppfattes som en hindring for modernisering av driftsmodeller og nye digitaliserte løsninger. Denne gjennomgangen må være forankret i trepartssamarbeidet.

Opptappingsplan for DEMO 2000 og Petromaks 2

- Myndighetene bør lage en forpliktende opptappingsplan for å øke bevilgningene til forskningsprogrammene DEMO 2000 og Petromaks 2. Olje- og gassnæringen bidrar med tilsvarende myndighetenes bevilgninger etter gjeldende fordelingsnøkkel. Videre satsing på forskning og utvikling anses som avgjørende for næringens utvikling.

Økt satsing på CCS

- CCS er en stor mulighet for Norge og norsk industri.
- Myndighetene må bevilge midler som er tilstrekkelig for full fremdrift i CCS-prosjektet, slik at planlagt forprosjektering i 2018 kan gjennomføres som opprinnelig forutsatt.
- Regjeringen må styrke dialogen og samarbeidet med landene på kontinentet og rundt Nordsjøen, med sikte på å inngå avtaler om infrastruktur og karbonlagring under havbunnen i Nordsjøen.

⁶ E&P Information Management Association (EPIM) is a non-profit membership organization, established in November 2007, and governed by the operators on the Norwegian Continental Shelf. EPIM's main objective is to facilitate the best possible flow of information between operators, partners, authorities and other stakeholders. <https://epim.no/>

Næringens omdømme og attraktivitet

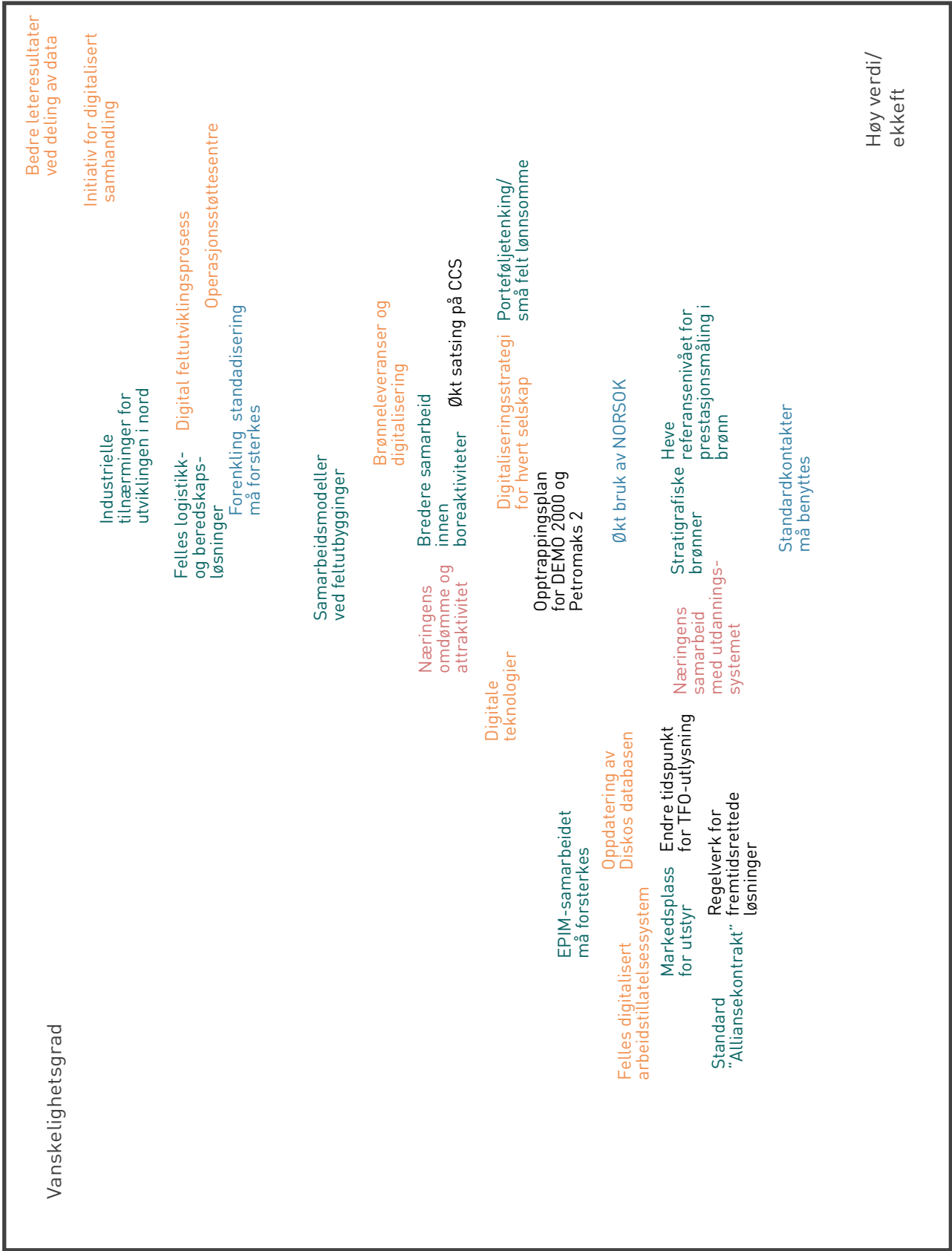
- Olje- og gassbransjen (selskapene, ledere, nøkkelpersoner, organisasjoner og myndighetsmiljøer) må delta aktivt gjennom engasjerende dialog om næringens rolle i fremtiden. Industrien trenger flere talspersoner.
- Hele olje- og gassnæringen bør bidra mer til å synliggjøre den kompetansen, innovasjonskraften og muligheten for vekst/nyskaping som finnes i bransjen. Bransjen må få bedre frem hvordan olje- og gassindustrien bidrar til å utvikle annen industri, som for eksempel andre havromsnæringer, fornybarindustrien og en voksende dataindustri.
- Olje- og gassnæringen må bruke tidsriktige forum og metoder flittigere for å nå ulike grupper – spesielt den yngre generasjonen.
- Den prosessen med digitalisering som norsk olje- og gassnæring nå går inn i, gir mange nye muligheter for både unge mennesker og små, nystartede miljøer. Dette skaper interessante jobbmuligheter og er viktig i kommunikasjonen fremover.

Næringens samarbeid med utdanningssystemet

- Næringen har et betydelig kompetansebehov for å løse fremtidens oppgaver.
- Utdanning av fagarbeidere og ingeniører må videreutvikles i tett samarbeid mellom industrien og utdanningsaktørene i hele landet.
- Selskaper i olje- og gassnæringen bør ha en kontinuerlig dialog med utdanningssystemet uavhengig av sykluser. Flere aktører har etablerte samarbeidsarenaer og det bør vurderes sterkere samordning.
- Industrien må bygge videre på den breddekompetansen den i dag besitter, og sikre at dagens personell får nødvendig oppdatert etter- og videreutdanning.

Figur 1.2.

Prioritering av anbefalingene illustrativ



2. Konkurransesituasjonen til næringen

Innenfor den globale olje- og gassvirksomheten er det en kamp om oppmerksomhet, menneskelige ressurser og investeringsmidler der Norge og norsk sokkel er ett av mange aktuelle områder for nye investeringer. Denne kampen finner sted mellom internasjonale oljeselskaper og internt i oljeselskapene og på samme måte mellom aktører i den internasjonale leverandørindustrien og internt i selskapene.

I dette kapittelet gis det først en beskrivelse av forhold som vil påvirke attraktiviteten til norsk sokkel i forhold til andre energiprovins. Viktige faktorer for oljeselskapene når de avgjør hvor de skal investere, vil for eksempel være fiskale forhold, tilgangen på leteareal, infrastruktur for olje og gass, og politisk stabile og forutsigbare rammevilkår. Dette er faktorer som avgjøres av andre enn næringen selv. Næringen kan selv påvirke attraktiviteten til norsk sokkel selv gjennom å redusere kostnadsnivået, heve sikkerhetsnivået og redusere CO₂-intensiteten ved utvinningen av olje og gass.

Videre gis det en beskrivelse av konkurranseevnen til leverandørindustrien og til slutt i kapitlet sees konkurransekraften i en nasjonal sammenheng. I hvilken grad klarer olje- og gassnæringen å rekruttere nødvendig personell? Er olje- og gassnæringen attraktiv for norsk ungdom?

2.1.

OLJE- OG GASSNÆRINGEN I NORGE

Den norske olje- og gassnæringen er et samlebegrep og inkluderer olje- og gasselskaper som opererer på norsk sokkel, og leverandørbedrifter som leverer varer og tjenester direkte til selskapene. Dette vil først og fremst være rigg-, seismikk- og ingeniørselskap, offshoreverft, skipsverft, utstyrsleverandører og forsyningsbaser. I tillegg vil det være mange underleverandører og tjenesteproduserende selskaper innenfor en

rekke tjenester, som for eksempel reiseliv, transport, bygg og anlegg og finans.

Statistisk sentralbyrå (SSB) anslo i 2016 at antall direkte og indirekte sysselsatte i petroleumsnæringen var 185 300. Dette utgjør om lag sju prosent av samlet sysselsetting i Norge. Til sammenligning anslo SSB at antall sysselsatte i 2013 og 2015 var henholdsvis rundt 232 000 og 206 000⁷.

Den norske olje- og gassnæringen har ikke bare norsk sokkel som marked. De store olje- og gasselskaper som opererer på norsk sokkel, er også til stede andre steder i verden⁸. Store deler av leverandørselskapene leverer varer og tjenester til andre lands petroleumsprovinser⁹. Den petroleumsrelaterte maritime næringen har også betydelig globalt marked utenfor norsk sokkel¹⁰.

7 På oppdrag av Norsk olje og gass gjennomførte IRIS en studie 2015 hvor de estimerte at totalt antall sysselsatte i petroleumsrelatert virksomhet – direkte og indirekte – var 330 000 ansatte i 2014. 186 000 var direkte sysselsatte, og 144 000 var indirekte sysselsatte. Avviket mellom SSB og IRIS skyldes blant annet at IRIS også inkluderer sysselsatte knyttet til leverandørenes eksportvirksomhet og sysselsetting som følge av leverandørenes egne investeringer. IRIS publiserte i mars 2016 oppdaterte tall for direkte sysselsatte i 2015. Studien viser en nedgang på 22 000 direkte ansatte og forklares hovedsakelig med nedbemanning i petroleumsrelatert leverandørindustri.

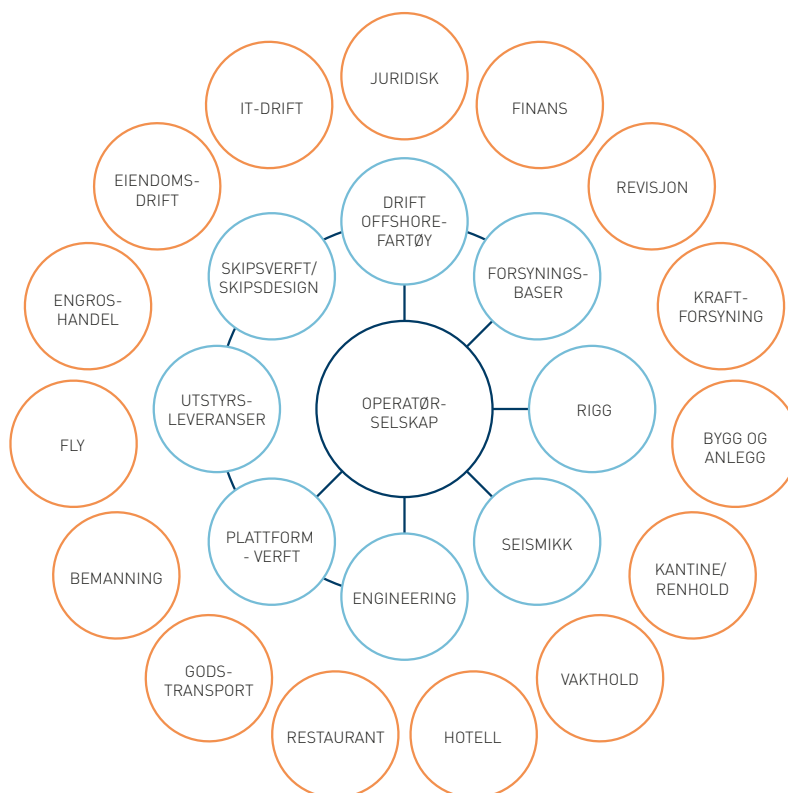
8 Noen selskaper som AkerBP og OKEA opererer bare på norsk sokkel.

9 Se for eksempel <http://www.norskpetroleum.no/utbygging-og-drift/leverandorindustrien/>

10 «Konjunkturrapport 2017». Norges Rederiforbund.

Figur 2.1.

Virksomheter definert som direkte petroleumsrelatert aktivitet (blå og lyseblå sirkler) og indirekte petroleumsrelaterte aktiviteter (oransje sirkler) (Kilde: Rapport IRIS – 2015/031)



2.2

NORSK SOKKELS KONKURRANSEEVNE I FORHOLD TIL ANDRE ENERGIPROVINSER

Olje og gass utvinnes i hele verden, både på land og til havs, i åpne demokratier og i lukkede totalitære stater. På alle disse stedene utvinnes og foredles produkter som gjør det mulig å møte verdens energietterspørsel. Hvor mye olje og gass som vil etterspørres i fremtiden, avhenger av svært mange faktorer, men felles for alle scenarioer frem mot 2030, 2040 og 2050 er at olje og gass vil være en viktig del av den globale energimiksen – også i de scenarioene som legger klimamålene i Parisavtalen til grunn¹¹.

Det er en grunnleggende misforståelse i flere miljøer at vi ikke trenger å finne og bygge ut nye oljefelt for å møte det fremtidige behovet etter olje og gass. I 2016 produserte alle verdens oljefelt rundt 96 millioner fat per dag.

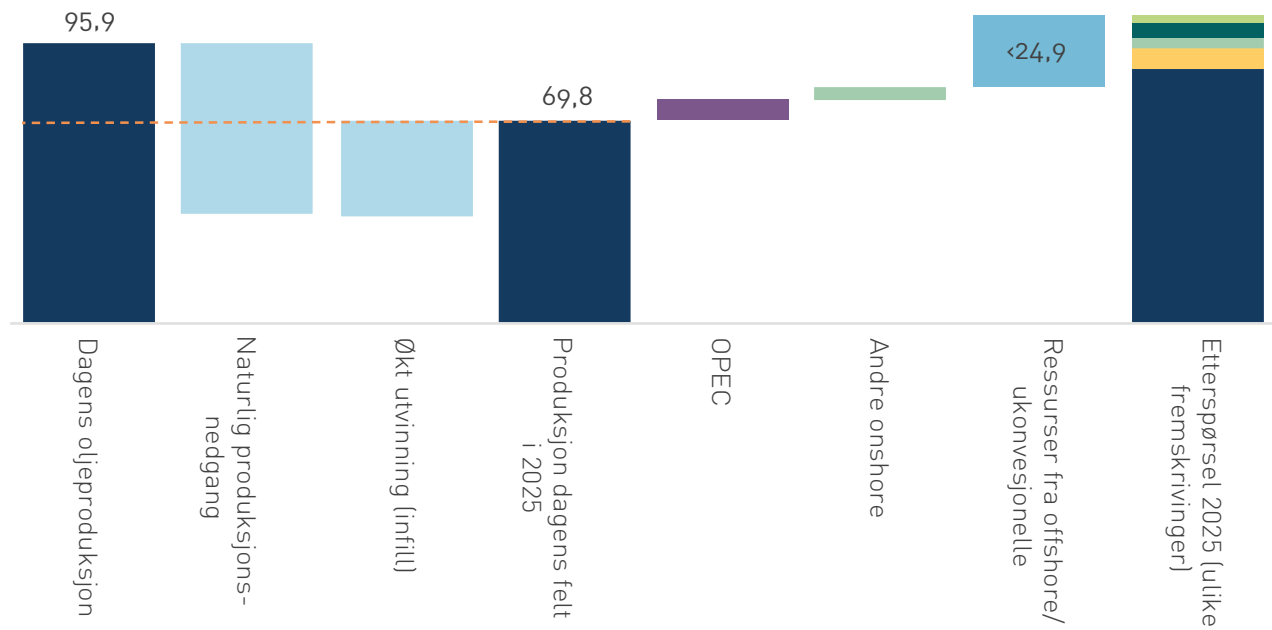
Som følge av naturlig produksjonsnedgang på nær 60 millioner fat per dag og positiv effekt av nye produksjonsbrønner i eksisterende felt vil disse feltene produsere omtrent 70 millioner fat per dag. Gapet mellom dette og etterspørselen i 2025 vil måtte deles mellom OPEC-landene, andre onshorefelt og ressurser fra offshore og ukonvensjonell olje.

I alle scenarioer frem mot 2025 forventes den nødvendige oljeproduksjonen å ligge betydelig over 70 millioner fat per dag, som dagens felt vil produsere (se figur 2.3). OPEC-landene og andre landbaserte områder vil stå for en del av produksjonsøkningen, men en stor andel av den nye produksjonen vil komme fra offshoreområder som Norge og fra ukonvensjonell olje, som skiferolje.

¹¹ Se for eksempel Det internasjonale energibyråets (IEA) World Energy Outlook 2017, Statkrafts Lavutslippsscenario 2017 (Statkraft 2017), Statoils Energy Perspectives Report 2017 (Statoil 31. mai 2017).

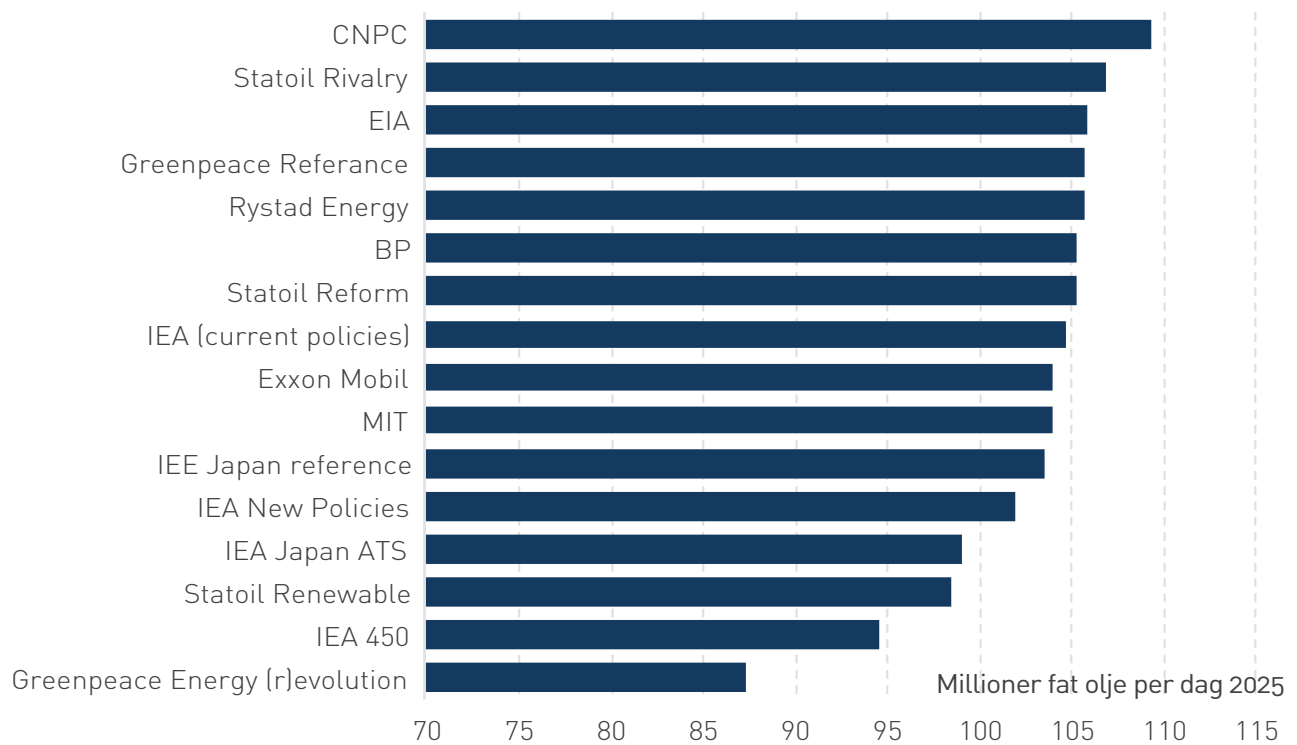
Figur 2.2.

Etterspørsel etter ressurser fra offshore og ukonvensjonell olje frem mot 2025 (Kilde: Rystad Energy.)



Figur 2.3.

Etterspørsel etter olje i 2025 etter ulike scenarier (Kilde: Rystad Energy.)

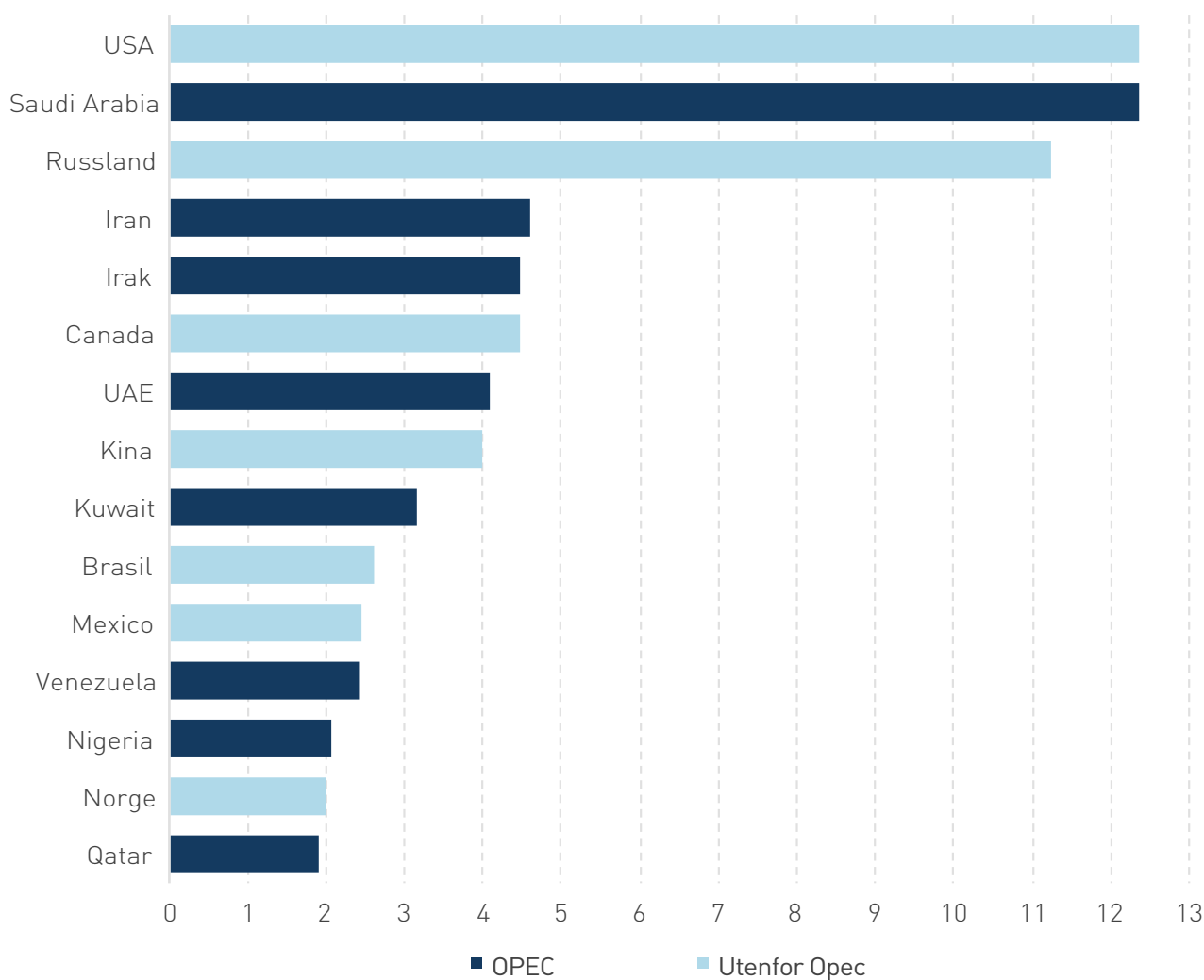


I 2017 kom 28 prosent av den globale oljeproduksjonen fra offshore olje- og gassvirksomhet¹². Norges andel av den totale oljeproduksjonen er på om lag 2 prosent. 8 prosent kom fra skiferolje og olje fra tett sandstein, 3 prosent kom fra oljesand, mens de resterende 61 prosentene kommer fra annen landbasert oljevirksomhet. Landbaserte områder er for eksempel Saudi-Arabia, Irak og Kuwait. USA produserte mest olje i 2016, etterfulgt av Saudi-Arabia og Russland. Samlet utgjorde råoljeproduksjonen fra OPEC over 40 prosent av verdens oljetilbud i 2016. Store oljeproduserende land som ikke er med i OPEC, er for eksempel Russland, USA, Brasil og Norge.

12 Den totale produksjonen i 2017 var på om lag 96 millioner fat per dag.

Figur 2.4.

De 15 største oljeprodusentene i 2016, som til sammen sto for en produksjon av 74 millioner fat per dag (Kilde: BP Statistical Review of World Energy 2016)



De siste fem årene har det vært en vekst av ny olje i verdens produksjonsmiks på 5,8 millioner fat per dag. 60 prosent av dette kom fra skifer/sandsteinolje. Andre landbaserte områder står for bare 5 prosent, mens offshore og oljesand sto for henholdsvis 22 og 13 prosent av veksten.

Produksjonen av skiferolje fra Nord-Amerika bidro til en enorm årlig vekst på hele 52 prosent i gjennomsnitt fra 2010 og frem til 2015. Mens resten av oljeindustrien produserer omtrent samme volumer i dag som de gjorde for 7 år siden, har skiferolje bidratt til å øke den totale produksjon av olje med nesten 10 prosent. Dette bidro til at oljeprisen ble halvert¹³, og resulterte i den største nedgangen i bransjen siden 1980-årene. Fra 2014 til 2016 ble konsekvensene at utgiftene til leting og produksjon av olje redusert med totalt 35 prosent globalt som følge av aktivitetsnedgang og effektivisering.

Det har fra enkelte blitt argumentert for at veksten av skiferolje de siste årene har bidratt til endret adferd og fokus for de internasjonale oljeselskapene, og at offshore olje- og gassvirksomhet i fremtiden vil bli utkonkurrert av skiferoljen og andre landbaserte olje- og gassområder. Det er lite som tyder på at dette

stemmer. Ifølge Rystad Energy vil de globale utgiftene til leting og produksjon av olje og gass øke alle steder hvor det er oljeproduksjon, frem mot 2025. De største gjenværende globale ressursene er å finne i skiferolje eller i landbaserte oljeområder. Siden 2005 har veksten hovedsakelig vært offshore og innen skiferolje. Ressursene som ligger på land eller på grunne sokkelområder, ligger i områder som i all hovedsak er kontrollert av nasjonale oljeselskap/stater og i liten grad tilgjengelig for de internasjonale selskapene. Både skiferolje og offshore har opplevd kraftig nedgang i kostnader og lavere nullpunktspriser siden 2014. Som følge av økt skiferoljeaktivitet det siste året har kostnadene for utvinning av skiferolje igjen begynt å stige, og dette gjør at offshorevirksomheten igjen har økt sin attraktivitet for flere av oljeselskapene.

13 Gjennomsnittlig oljepris (Brent Crude) fra midten av 2010 til 2014 var 110 USD per fat, mens snittprisen fra 2014 til i dag (september 2016) har vært på 49 USD per fat (Rystad Energy Research and Analysis; Bloomberg).

Figur 2.5.

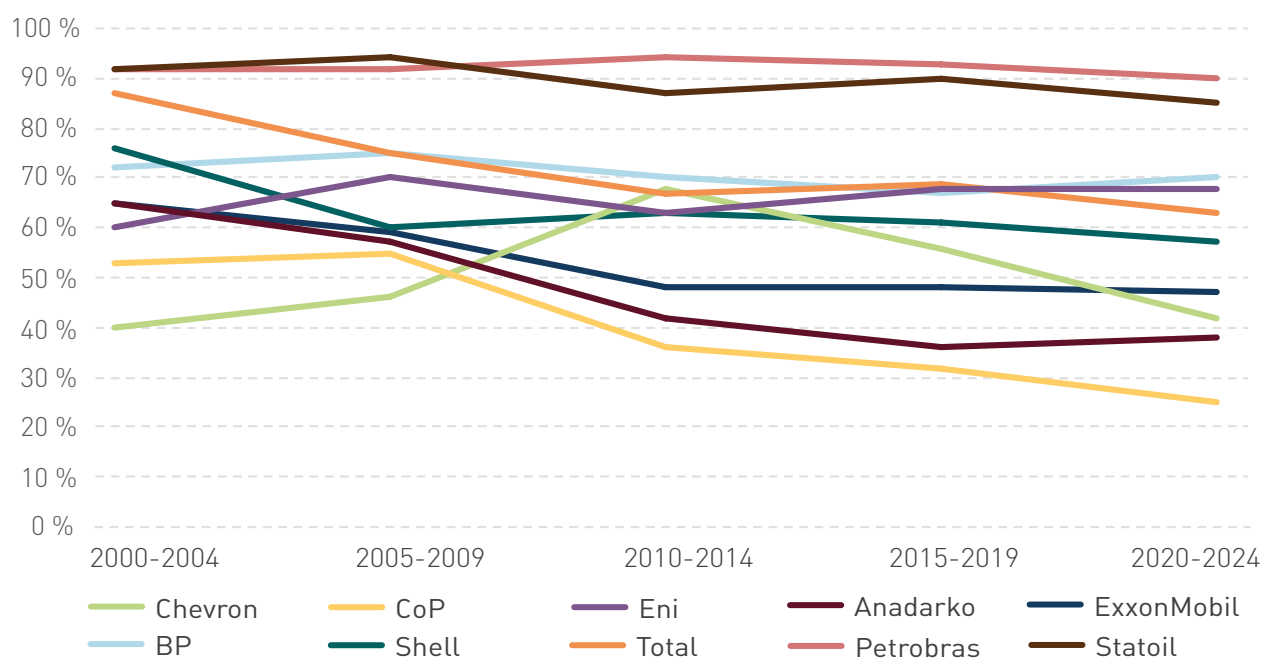
Gjenværende ressurser, ressurstilvekst 2005–2017 og andel ressurser eid av nasjonale oljeselskap innenfor ulike investeringsområder for olje. (Kilde: Rystad Energy)

Investeringsområde	Gjenstående ressurser	Ressursvekst (2005-2017)	Ressurser nasjonale oljeselskap (NOCs)
Andre Onshore		+6%	74% Utilgjengelige
Offshore (0-125 meter)		+5%	Regimer 80%
Skiferolje		+65%	0%
Offshore (125-1500+ meter)		+54%	39%
Oljesand		+13%	0%
	■ Oppdagende ■ Gjenværende	Nye funn/volumer siden 2005	Andre onshore og offshore (0-250 meter) med høy andel NOCs

Når det gjelder de store internasjonale oljeselskapene, har selskaper som BP, Shell, Statoil og Petrobras i liten grad redusert sin tilstedeværelse offshore. Andelen investeringer hos disse selskapene er i stor grad rettet mot offshorevirksomheten. Noen av de amerikanske selskapene har imidlertid redusert sin andel i offshoreinvesteringer siden 2000 og rettet mer av investeringene over mot skiferolje. Offshorevirksomheten utgjør likevel fortsatt en betydelig del av deres portefølje.

Figur 2.6.

Andel investeringer i offshore for utvalgte selskaper i femårsperiode (Kilde: Rystad Energy)



2.2.1.

CO₂-utslipp

I et forbrukerperspektiv og i et investorperspektiv kan CO₂-intensiteten ved utvinning av olje- og gassressurser bli viktig for attraktiviteten til ulike energiprovins. Forbrukeren kan i fremtiden ønske å få vite hvor oljen og gassen er produsert, mens investorer og aksjonærer kan komme til å investere i selskaper som prioriterer utvinning av olje og gass i de mest CO₂-effektive områdene. Å være en ledende region på dette området vil dermed bidra til økt konkurransekraft for norsk sokkel over tid.

Olje- og gassnæringen har på sikt to hovedutfordringer. Den første er utslipp knyttet til utvinning av olje og gass, og den andre er utslipp knyttet til forbruk av olje og gass.

Den første knyttes direkte til olje- og gassutvinningen som foregår på norsk sokkel. Dette er typisk utslipp i forbindelse med næringens eget energibruk. Her ligger Norge langt fremme i verdensmålestokk. Rammene for å løse denne typen utfordringer er primært satt av nasjonal og europeisk klimapolitikk og selskapets egne strategier.

Når det gjelder utfordring nummer to, er den knyttet til bruk/forbrenning av fossile energikilder i et europeisk og globalt marked. Løsningene for dette vil kreve endringer på etterspørselssiden i form av både teknologi og atferd. En bærebjelke i internasjonalt miljøarbeid er prinsippet om at den som forurenser, betaler. Bruk av karbonpris er et effektivt virkemiddel for omstilling.

Under FNs klimakonferanse i Paris (COP21) ble det vedtatt ambisiøse klimamål. Parisavtalen trådte i kraft 4. november 2016. Det overordnede målet er å stabilisere konsentrasjonene av klimagasser i atmosfæren på et nivå hvor de mest alvorlige klimaendringer unngås. Målet om at gjennomsnittstemperaturen på kloden ikke skal øke mer enn maksimalt 2 grader, gjelder fortsatt, og under COP21 ble det i tillegg vedtatt en ambisjon om å forsøke å begrense temperaturøkningen ned mot 1,5 grader. COP21 vedtok også at mellom 2050 og 2100 skal menneskeskapte klimagassutslipp ikke være høyere enn det som kan absorberes i naturen og gjennom karbonfangst og -lagring. Dette vil etter all sannsynlighet være rammene for fremtidens lavutslippssamfunn. EU har forpliktet seg til å redusere utslippene av klimagasser med minst 40 prosent i 2030, sammenlignet med 1990. Et viktig virkemiddel for å nå utslippsmålet er EUs kvotehandelssystem (EU ETS). Omtrent halvparten av Norges klimagassutslipp er omfattet av dette kvotesystemet, som inkluderer

petroleumssektoren, landbasert industri og luftfart. Antall kvoter blir årlig redusert for å nå et mål om 43 prosent utslippskutt i kvotepliktig sektor i 2030, sammenlignet med 2005. Regjeringen arbeider nå for å inngå en bilateral avtale med EU om felles oppfyllelse av klimaforpliktelsene i 2030 for både kvotepliktig sektor og ikke-kvotepliktig sektor. Avtalen med EU kan ikke inngås formelt før EU har vedtatt sitt regelverk, som er under revisjon.

2.2.1.1.

Veikart for norsk sokkel

Norsk petroleumsproduksjon er allerede i verdenstoppen i lave klimagassutslipp. Gjennomsnittlig utslipp av klimagasser per produsert enhet er omtrent halvparten av det globale gjennomsnittet. Sektoren er underlagt en rekke virkemidler som EU ETS, CO₂-avgift, faklingsbegrensninger i produksjonstillatelsene, utslippstillatelser med krav om energiledelse og krav om bruk av best tilgjengelig teknologi og vurdering av kraft fra land i forbindelse med nye utbygginger.

Disse virkemidlene har hatt en betydelig effekt, og det er dokumentert at næringen har gjennomført tiltak for å redusere sine utslipp tilsvarende mer enn 5 millioner tonn CO₂ årlig siden 1996¹⁴. Tiltak for økt utvinning vil vanligvis øke energibruken per produsert fat. Det er derfor en betydelig prestasjon at norsk sokkel har klart å opprettholde lave utslipp per produsert enhet samtidig som utvinningsgraden er økt betraktelig.

For å nå klimamålene må alle sektorer bidra til utslippsreduksjoner. Den norske olje- og gassnæringen arbeider kontinuerlig med å redusere sine utslipp, og det er satt i gang en rekke prosesser for å forsterke dette arbeidet ytterligere.

Olje- og gassnæringen har gjennom KonKraft utarbeidet et veikart for norsk sokkel hvor det er satt konkrete mål og ambisjoner for reduksjon av klimagassutslipp fra produksjonen av olje og gass.

Det overordnede klima- og forretningsmessige målet for 2030 er: «Opprettholde lønnsom og sikker produksjon på dagens nivå, og fra 2020 gjennomføre CO₂-reduserende tiltak som akkumulert tilsvarer 2,5 millioner tonn CO₂-ekvivalenter per år innen 2030.»

14 «Norway's sixth National Communication under the Framework Convention on Climate Change». <https://www.regjeringen.no/nb/dokumenter/Norways-sixth-National-Communication-under-the-Framework-Convention-on-Climate-Change/id752820/>

Målet om reduksjon i klimagassutslippene inkluderer lavere CO₂-utslipp knyttet til kraft- og varmemforsyning til oljeinstallasjoner, reduserte utslipp av såkalt kortlevde klimadrivere som for eksempel metan, energiefektivisering på felt- og områdenivå samt reduksjon i utslipp knyttet til boreoperasjoner fra mobile rigger. I tillegg skal både oljeselskapene, leverandørene, rederiene og riggselskapene bidra til å redusere utslipp fra den maritime delen av virksomheten, og innen 2030 er målet at maritim virksomhet på norsk sokkel skal gjennomføres med lav- eller nullutslippsteknologi fra offshoreflåten.

For 2050 har olje- og gassnæringen følgende ambisjon: «Opprettholde posisjonen som Norges viktigste verdiskaper og øke den gjennomsnittlige utvinningssgraden til minst 60 prosent. Norsk sokkel skal forbli verdensledende på lave CO₂-utslipp, og sektoren skal utvikle og ta i bruk teknologi og løsninger som reduserer gjennomsnittlige CO₂-utslipp per produsert enhet betydelig i forhold til nivået i 2030.»

Veikartet inkluderer en handlingsplan, og olje- og gassnæringen vil gjennom oppfølging av handlingsplanen utrede potensialet for ytterligere utslippsreduksjoner og konkretisere hvordan selskapene skal følge opp den nødvendige teknologiutviklingen og arbeidet med å finne og gjennomføre tiltak som gir reduserte utslipp av klimagasser.

KonKraft-rapporten «Klima – norsk sokkel i endring» ble utgitt samtidig som veikartet i 2016¹⁵.

En av anbefalingene fra veikartet for norsk sokkel 2030–2050 er at det skal gjøres opp regnskap hvert femte år, og at ambisjonene/målene justeres samtidig. Neste revisjon skjer i 2021.

2.2.1.2.

Klimagassutslipp fra norsk og internasjonal petroleumsvirksomhet

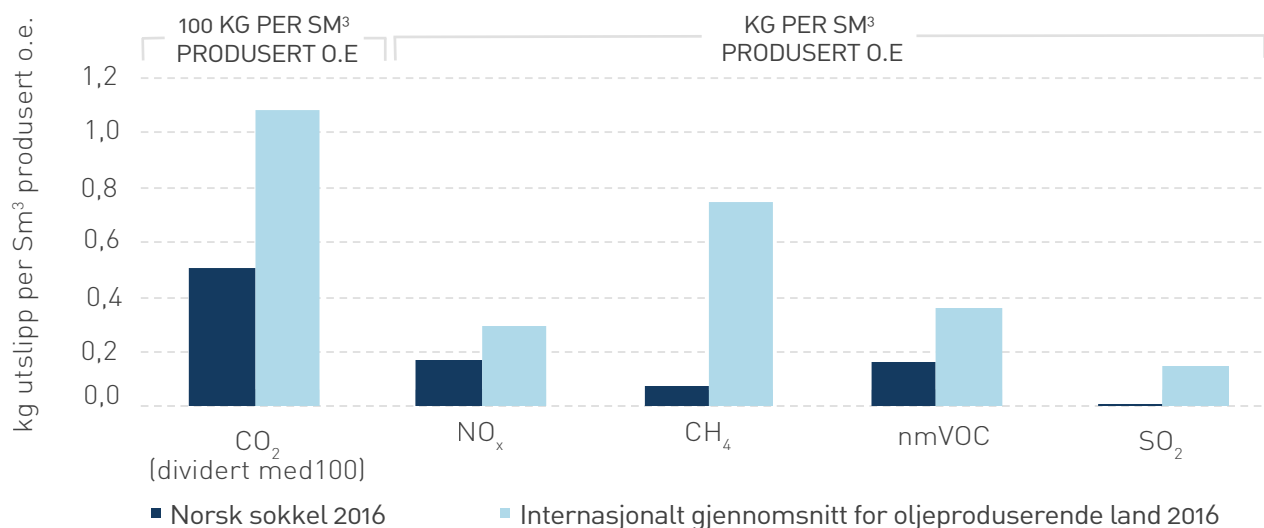
Det er store forskjeller i klimagassutslipp per fat produsert mellom land, regioner og felt. Variasjonen skyldes ulik grad av fakling, metanutslipp, feltstørrelse og haleproduksjon. Ulike utvinningsteknikker har ulik energibruk per fat. Det varierer også hvor streng forvaltningen av miljø og klimagassutslipp er. Etter hvert som flere petroleumsnasjoner opererer på store havdyp og med vanskelige reservoarer, er det behov for løpende utvikling av ny teknologi. Den norske leverandørindustrien ligger langt fremme med å utvikle slik teknologi. Utslippene fra virksomheten på norsk sokkel er blant de laveste per produserte energienhet¹⁶.

15 "Klima – norsk sokkel i endring", KonKraft-rapport 2016/2

16 En nærmere beskrivelse av utslippene fra luft fra norsk sokkel, sammenliknet med andre olje- og gassprovinser, er å finne i kap. 6.3. i Miljørapport 2017, «Olje- og gassindustriens miljøarbeid. Fakta og utviklingstrekk». Norsk olje og gass..

Figur 2.7.

Utslipp til luft fra norsk og internasjonal petroleumsvirksomhet per produsert enhet i 2016. kg/Sm³ o.e. (Kilde: IOGP og EEH)



2.2.2.

Helse, miljø og sikkerhet

Det er et høyt sikkerhetsnivå i norsk petroleumsvirksomhet. Samtidig er virksomheten i næringen i dag preget av endringer. For å sikre en bærekraftig utvikling av norsk petroleumsvirksomhet er det nødvendig å videreutvikle sikkerhetsnivået, gjennomføre effektiviseringstiltak og redusere kostnadsnivået. HMS-regimet må være innrettet slik at det kan møte fremtidige sikkerhets- og arbeidsmiljøutfordringer på en god måte.

Det er næringen selv som er ansvarlig for sikkerheten i petroleumsvirksomheten. Petroleumstilsynets oppfølging av aktørene bygger på ansvarliggjøring og forutsetter åpenhet og tillit mellom næringen og myndighetene, og respekt for hverandres roller og ansvar.

29. september 2017 fikk regjeringen overleverte en rapport fra en partssammensatt arbeidsgruppe som har vurdert helse, arbeidsmiljø og sikkerhet i petroleumssektoren¹⁷. På bakgrunn av drøftingene i gruppen hadde arbeidsgruppen følgende overordnede konklusjoner:

- Det er et høyt nivå på helse, arbeidsmiljø og sikkerhet i norsk petroleumsvirksomhet. Samtidig har det de siste årene vært sikkerhetsmessige utfordringer og alvorlige situasjoner.
- Regimet for oppfølging av helse, arbeidsmiljø og sikkerhet i norsk petroleumsvirksomhet er i hovedtrekk velfungerende og bør videreføres. En god bruk av handlingsrommet i regimet forutsetter imidlertid at de tre partene har gjensidig tillit og respekt for hverandres roller og ansvar. Dette krever at selskapene følger opp sitt ansvar for å ivareta og videreutvikle sikkerhetsnivået.
- Petroleumstilsynet må være et sterkt og tydelig tilsyn. To- og trepartssamarbeidet er en viktig bærebjelke i regimet, og må styrkes og videreutvikles.
- Innretning på regelverket, med i hovedsak funksjonelle krav i kombinasjon med bruk av standarder er ønskelig på bakgrunn av at næringen er i rask utvikling og at selskapene har behov for å ta i bruk den til enhver tid best egnede teknologien. Hovedinnretningen på regelverket er robust og bør videreføres.
- Kontinuerlig forbedring av helse, arbeidsmiljø og sikkerhet er en forutsetning og et felles mål i petroleumsvirksomheten. For å sikre effektiv drift og kontinuerlig forbedring må næringen og myndighetene hele tiden strekke seg etter, lære av og ta i bruk ny kunnskap og ny teknologi.

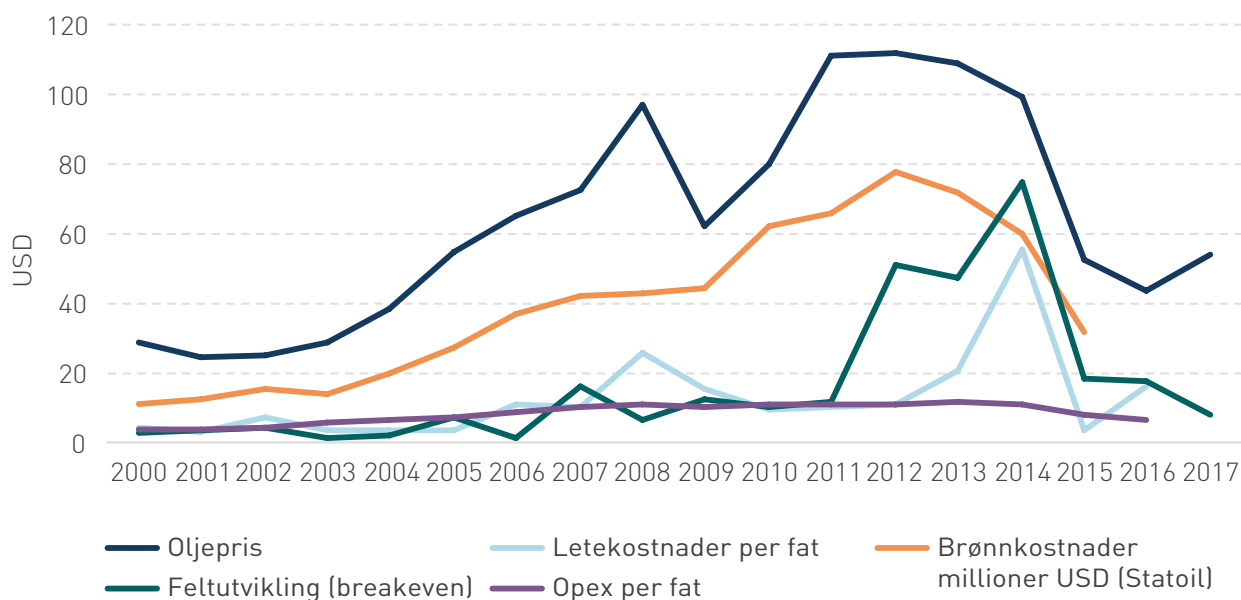
- RNNP¹⁸ utgjør det viktigste grunnlaget for felles virkelighetsforståelse av og kommunikasjon om risikonivået i petroleumsvirksomheten. Partene i næringen må fortsatt støtte opp om arbeidet med og videreutvikling av RNNP.

17 Arbeids- og sosialdepartementet inviterte i november 2016 berørte parter og myndigheter til en arbeidsgruppe for en felles vurdering og drøfting av HMS-tilstanden og utviklingen i norsk petroleumsvirksomhet. Les hele rapporten til Engen-utvalget på: <https://www.regjeringen.no/contentassets/0a217a1b53a84a5b-877bc526d67a5c5f/helse-arbeidsmiljo-og-sikkerhet-i-petroleumsvirksomheten.pdf>

18 Risikonivå i norsk petroleumsvirksomhet (RNNP) ble satt i gang i 1999–2000 for å utvikle og anvende et måleverktøy som viser utviklingen i risikonivået på norsk sokkel.

Figur 2.8.

Kostnadsutviklingen på norsk sokkel (Kilde: : Rystad Energy, I.H.S. Markit, Rushmore)



2.2.3.

Kostnadsutviklingen på norsk sokkel

I perioden 2000 til 2013–2014 økte kostnadene betydelig på norsk sokkel, og utviklingen i denne perioden kan sies å ha vært på tre plataer. I perioden 2000–2003 var samtlige kostnadsindikatorer stabilt gode, før de endret seg i en negativ retning og la seg på et nytt nivå i perioden 2006–2009. Deretter forverres resultatene ytterligere til nytt nivå i perioden 2011–2014. Det er ulik endring innen verdikjedeelementene med alt fra firedobling til tidobling av kostnadene.

Figurene ovenfor illustrerer hvor langt kostnadsspiralen hadde fått utvikle seg frem til 2012–2014. Den illustrerer også hvilken innsats næringen har lagt ned i forbedringer de siste 2–3 årene.

- Den oransje grafen viser at kostnaden per Statoil-opererte brønn på norsk sokkel lå på i overkant av 10 millioner USD i 2000–2003. Så økte kostnadene til rundt 40 millioner USD i 2007–2009, før de kom opp på et nivå nærmere 80 millioner USD. I perioden fra 2013 har de blitt redusert tilbake til samme nivå som i 2007–2009. I dette bildet er kostnad for rigg en viktig parameter. Historisk har riggratene økt kraftig de siste 15 årene¹⁹.
- Den grønne grafen viser kostnader ved feltutvikling på norsk sokkel. Beregning av nullpunktpris²⁰ er ikke samme metode

som industrien benytter i dag. Det gjør at nullpunktprisen ikke direkte er sammenlignbar med oljeprisen. Trenden viser at utviklingen har gått fra under 5 USD/fat til 10 USD/fat og videre til 20–25 USD/fat. De siste 2–3 årene har den kommet under 10 USD/fat.

- Trendene for driftskostnader viser 3–4 USD/fat ved årtusenskiftet, før kostnadene økte til over 10 USD/fat. De siste årene er driftskostnadene per fat gått ned til nivået rundt 2007.
- Oljeprisen har en liknende profil med unntak av prisbildet gjennom finanskrisen i 2008–2009.

Bransjen var ikke uvitende om økte kostnader og lavere effektivitet. Flere aktører tok grep for å endre dette i årene 2012–2013 før oljeprisen falt. Da oljeprisen falt betydelig i slutten av 2014, tok hele bransjen innover seg behovet for endring. I tiden fra 2014 til 2016 har bransjen økt effektivitet og redusert kostnadsnivået til 2005–2009-nivå. Dette er store forbedringer i enhver bransje, og i særdeleshet i oljeindustrien, som er kjennetegnet av lange ledetider og lange kontrakter.

19 Se for eksempel Osmundsen, P. (2015) Innovative og robuste strategier for rigganskaffelse. Praktisk økonomi & finans, nr. 1, pp. 64–79

20 «Greenfield project development break-even» er definert som alle investeringer (ikke leting) fra utbyggingsstart til to år etter oppstart delt på totale ressurser. «Break-even» er vist ved året produksjonen startet.

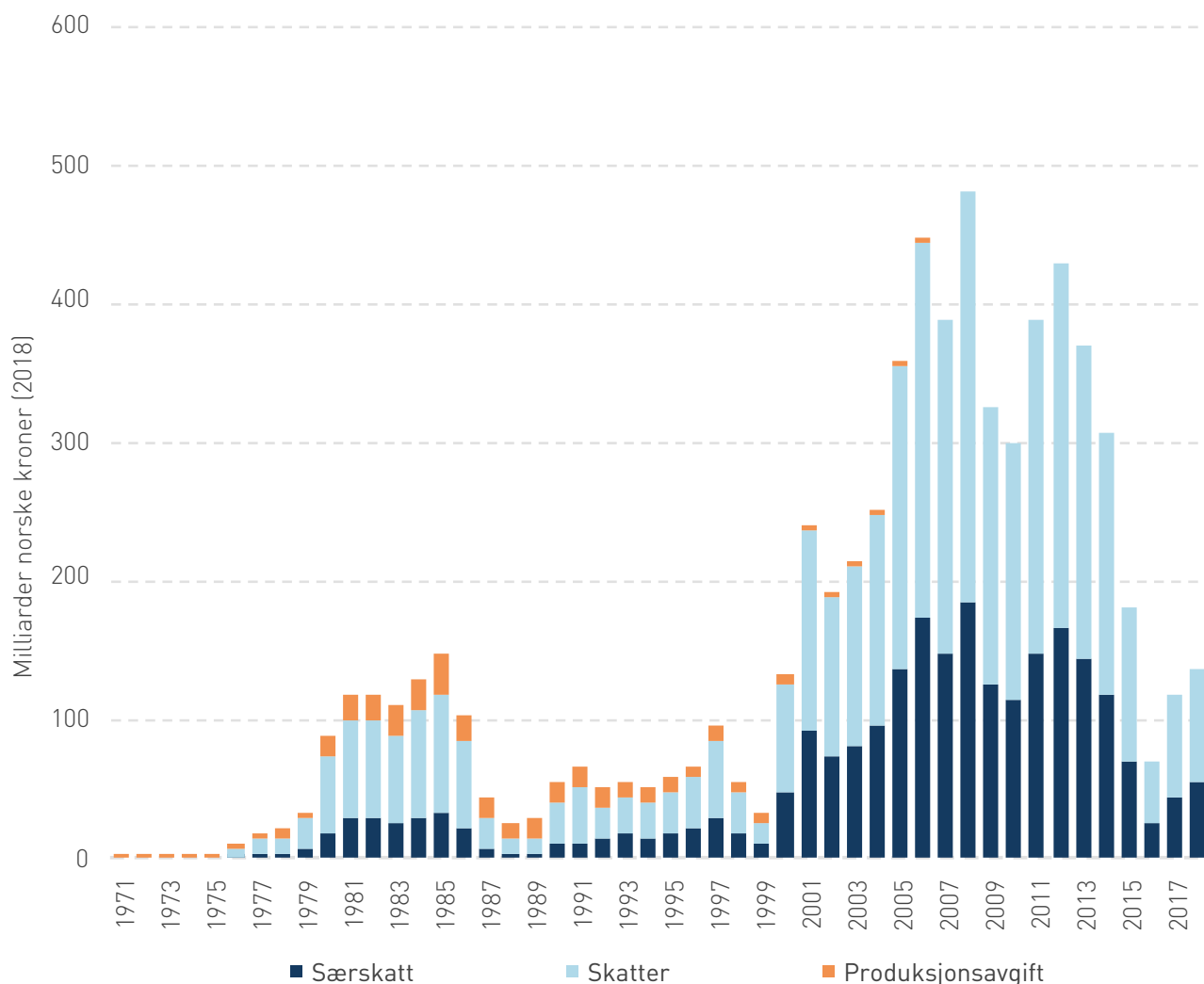
2.2.4.

Skattesystemets egenskaper

I Norge har olje- og gasselskapene som opererer på norsk sokkel et høyt skattenivå. I 2018 er den ordinære skattesatsen 23 prosent og særskattesatsen 55 prosent. Totalt gir dette en skattesats på 78 prosent.

Figur 2.9.

Særskatt, skatter og produksjonsavgift petroleumsvirksomheten, 1971–2018. 2017 og 2018 er foreløpige tall fra Nasjonalbudsjettet 2018. Betalte skatter er justert for refusjon av letestnader og tallene er inflatert med KPI Norge. (Kilde: Finansdepartementet, Statistisk sentralbyrå)



For å sammenlikne det norske skattesystemet med andre skatteregimer kan man se på ulike parametre med et tenkt utgangspunkt i Johan Castberg-prosjektet ved flat oljepris på 65 USD per fat.

Storbritannia har det laveste skattenivået. Dette er i høy grad drevet av landets behov for å tiltrekke seg aktivitet siden prosjektporteføljen og ressursgrunnlaget blir mindre. De fiskale regimene i Australia og Mexicogolfen er mindre attraktive enn den britiske,

med høyere risiko på investeringer. Brasil inkluderer faste royalties i sitt finanspolitiske regime, og dette har betydelig innvirkning på lønnsomheten ved lave oljepriser.

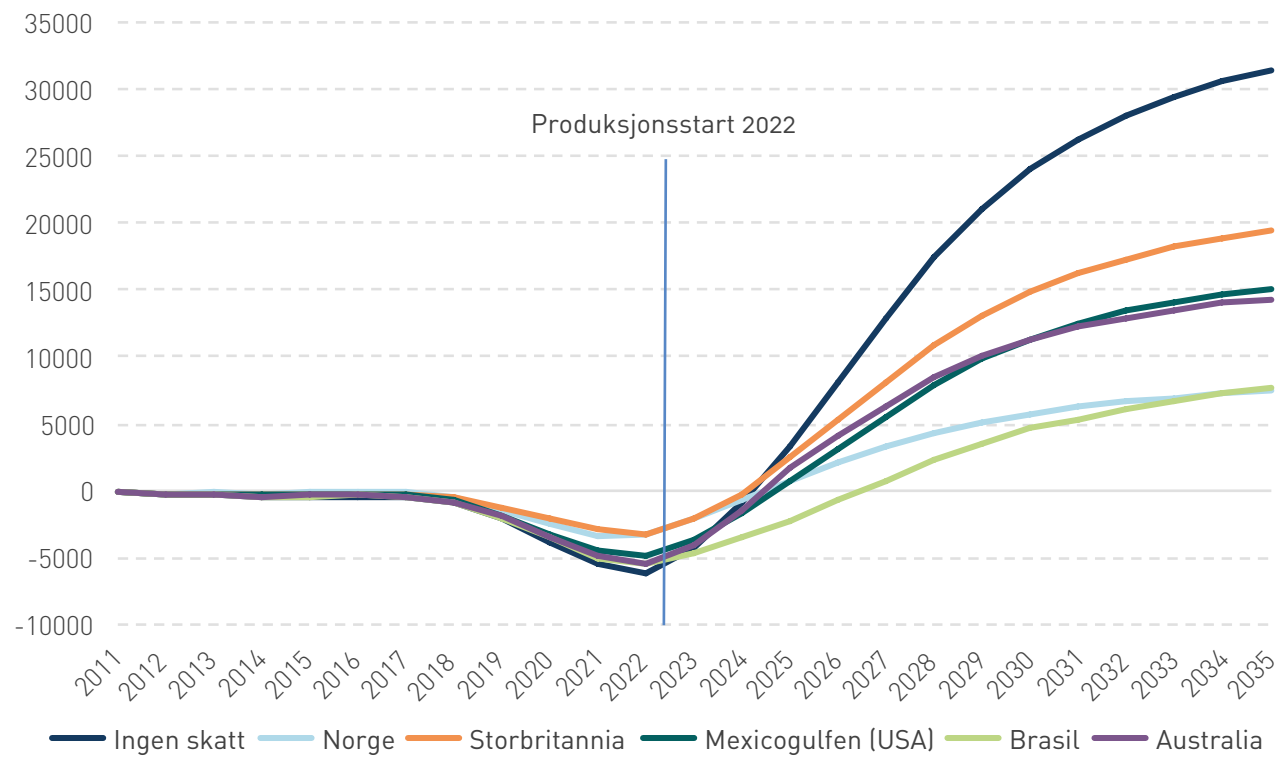
Tabell 2.1

Det norske skatteregimet, sammenliknet med utvalgte skatteregimer. (Kilde: Rystad Energy)

Skatteregime	Nåverdi ved 10 prosent avkastningskrav (MUSD)	Break-even (USD/fat)	Avkastning på invistert kapital	Intern avkastning	Tilbakebetalingsår
Norge	1,883	\$31	0,37	20%	2025
Storbritannia	6,244	\$24	1,24	34%	2024
US GoM	4,151	\$34	0,83	24%	2025
Australia	4,069	\$31	0,81	24%	2025
Brasil	1,255	\$49	0,24	14%	2027
Ingen skatt	9,899	\$26	1,97	32%	2025

Figur 2.10.

Kumulativ kontantstrøm for Johan Castberg ved flat oljepris på 65 USD/fat i millioner USD. (Kilde: Rystad Energy)



Skatteregimet i de ulike oljeprovinsene er ett av flere forhold som oljeselskapene vurderer når de skal starte opp aktivitet i en ny oljeprovins, redusere sin aktivitet eller videreutvikle sin eksisterende portefølje et sted. Skatteregimet må imidlertid vurderes opp mot andre forhold som er beskrevet i dette kapitlet, som for eksempel i hvilken grad det er stabile og forutsigbare rammevilkår i landet. Uforutsigbare rammevilkår, hvor skatteregimer endres ofte og kanskje uvilkarlig, vil gjøre at selskapene beregner en høyere risiko, som igjen vil påvirke attraktiviteten i de ulike landenes skatteregimer. Et annet eksempel er tilgangen på infrastruktur. Er det enkelt eller vanskelig å få transportert oljen eller gassen, vil det også inngå i regnestykket for selskapene. Muligheten, og offentlig støtte til forskning og utvikling, har også betydning.

Det norske petroleumsskattesystemet har en innretning som skal stimulere til leteaktivitet og et mangfold av aktører, mens mange samfunnsøkonomiske prosjekter står i fare for å ikke bli bygd ut fordi de ikke er bedriftsøkonomisk lønnsomme. For oljeselskaper som vurderer om de skal starte opp aktivitet, videreutvikle eller nedtrappe aktivitet på norsk sokkel, kan petroleumsskattesystemet ha innvirkning i de ulike fasene for olje- og gassvirksomheten, som for eksempel letefasen og senfasen (drift av modne felt).

2.2.4.1.

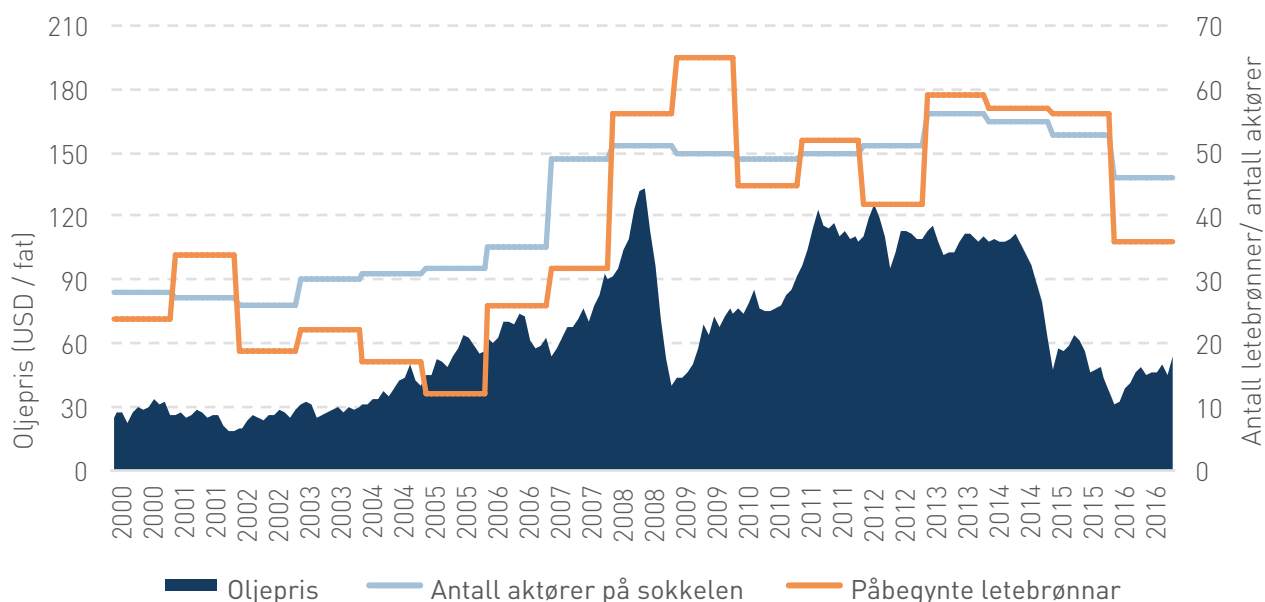
Letefasen

Alle letekostnader på norsk sokkel kan utgiftsføres og komme til fradrag i skatten for selskap med skattepliktig inntekt på sokkelen. Innføringen av leterefusjonsordningen i 2005 gjorde at selskap som ikke har inntekt fra sokkelen, og som da ikke er i skatteposisjon, også kan få forskuttert verdien av inntektsfradraget for påløpte letekostnader. Hvis selskapets leteutgifter overstiger alminnelig skattepliktig inntekt, er det anledning til å få refusjon i form av en direkte utbetaling fra staten. Dette medførte at mange nye selskap, både små og mellomstore, ble aktive på norsk sokkel. Hensikten med leterefusjonsordningen var å legge til rette for samfunnsøkonomisk lønnsom leting og å bedre likviditeten for selskap som ikke er i skatteposisjon. Figur 2.11 viser antall selskap som er aktive på norsk sokkel. Mens det i 2002 var 26 aktører på norsk sokkel, var dette tallet økt til 56 i 2013. En rekke små og mellomstore selskap gjorde sitt inntog på norsk sokkel i denne perioden – en utvikling som både var drevet av innføringen av leterefusjonsordningen og av økningen i oljeprisen.

Siden år 2000 har 50 selskaper blitt pre-kvalifisert som operatører. I TFO-runden i 2016 mottok myndighetene søknader fra 33 selskaper, og 29 selskaper fikk tilbud om lisensandeler. I TFO 2017 hadde til sammen 39 selskaper levert søknader om nytt areal i de best

Figur 2.11.

Oljepris, antall aktører på sokkelen og påbegynte letebrønner ved årsskiftet, 2000-2016.
(Kilde: <http://www.norskipetroleum.no/leting/leteaktivitet/>)



kjente leteområdene på norsk kontinentalsokkel. I 23. konsesjonsrunde, med vekt på Barentshavet, søkte 26 selskaper, og 13 selskap fikk i 2016 tilbud om lisensandeler. 11 selskaper søkte i 2017 om å få tildelt nytt leteareal i 24. konsesjonsrunde på norsk kontinentalsokkel.

Den økte leteaktiviteten etter 2005 gjenspeiler seg også i antall letebrønner (se figur 2.11). Mens det i 2004 ble boret 9 letebrønner, steg dette antallet til 42 i 2008 og 45 i 2009. I perioden 2007–2016 ble det påbegynt om lag 330 undersøkelsesbrønner, hvorav 170 resulterte i funn. Funnraten er over 50 prosent, noe som er høyt i internasjonal sammenheng.

Men økningen i antall letebrønner de senere årene har bare gitt en moderat økning i den årlige ressurstilveksten, som vist i figur 2.13. Unntaket er 2010, da Johan Sverdrup-feltet ble funnet.

Tildelinger i forhåndsdefinerte områder og leterefusjonsordningen har stimulert til etterprøving av konvensjonell kunnskap i de modne delene av norsk sokkel, og har gitt positive utslag i ressursregnskapet. Samtidig har antall funn, og spesielt antall store funn, gått ned de siste årene.

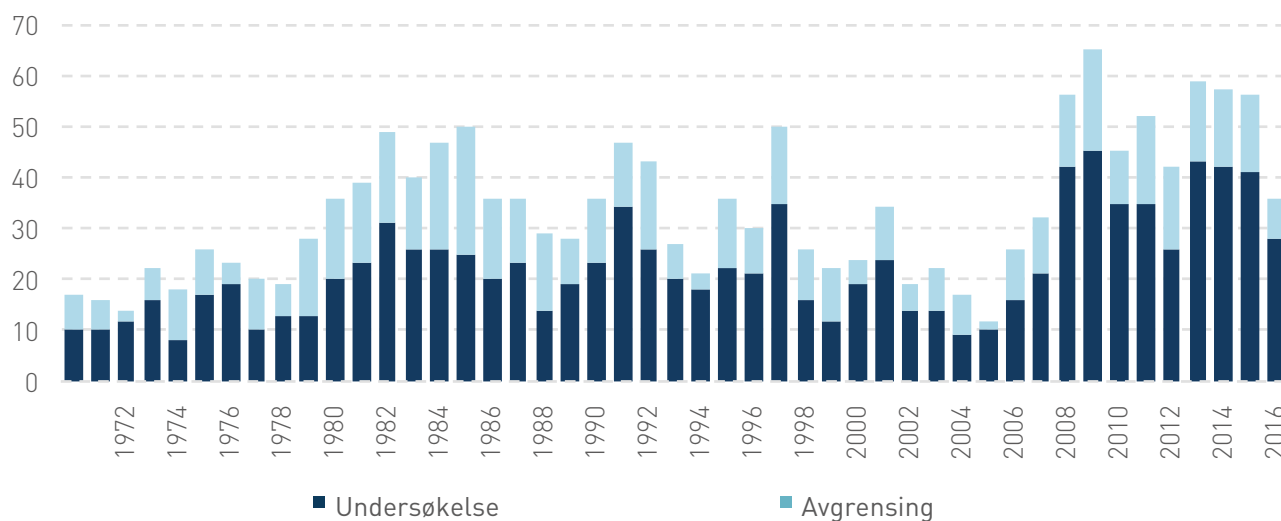
2.2.4.2.

Felt i senfase

Det er produsert olje og gass fra totalt 102 felt på norsk sokkel siden produksjonen startet i 1971. Per 1. desember 2017 er 84 felt i produksjon – 66 i Nordsjøen, 16 i Norskehavet og 2 i Barentshavet. I Nordsjøen og deler av Norskehavet ligger det en rekke felt i det som kalles modne områder. Modne områder kjennetegnes ved at det er kjent geologi, normalt

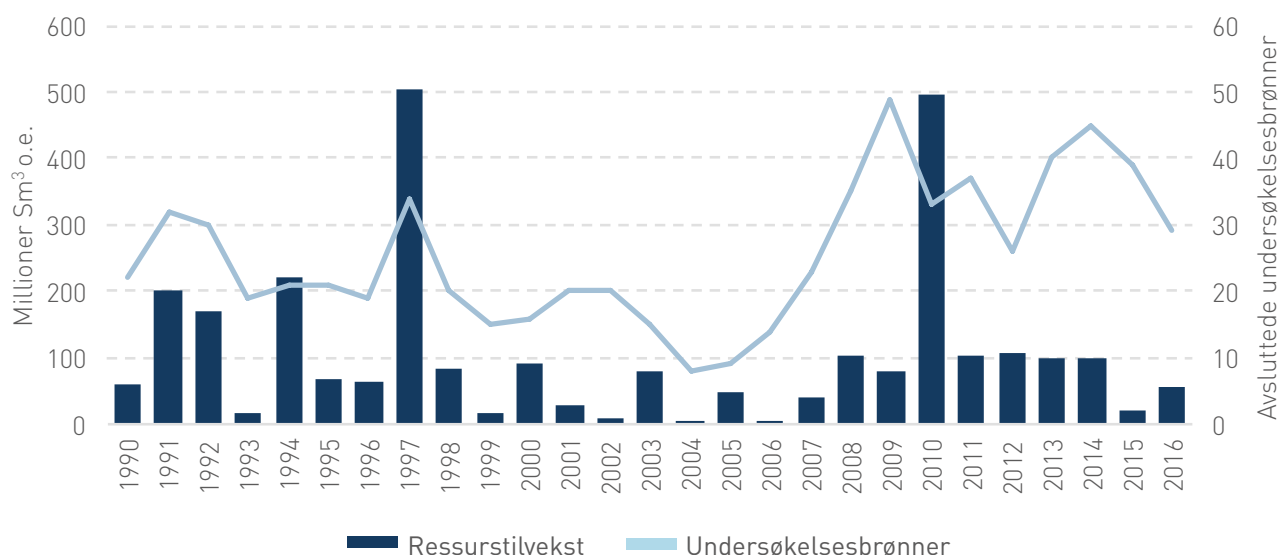
Figur 2.12.

Påbegynte letebrønner på den norske kontinentalsokkelen, 1970–2016
(Kilde: norskpetroleum.no)



Figur 2.13.

Brutto ressurstilvekst og antall undersøkelsesbrønner (avsluttet), 1990–2016
(Kilde: norskpetroleum.no)



FENJA – ET EKSEMPEL PÅ AT REFUSJONSORDNINGEN ER EN SUKSESS

Fenja (tidligere prospektene Pil & Bue) ble boret i 2014. VNG Norge, som har vært på norsk sokkel siden 2006, er operatør. Med reserver på rundt 100 millioner fat, oljepris på 50 USD og vekslingskurs på 8,20 kr per USD er verdien av dette funnet nærmere 40 milliarder kroner.

Hvis de involverte selskapene får full refusjon for leteteknadene, som må betales tilbake når feltet begynner å produsere og man kommer i skatteposisjon, betyr det at de rundt 2 milliarder kronene som gikk ut av statskassen, blir et forskudd, ikke en subsidie.

For Fenja er det valgt en havbunnsløsning knyttet til Njord-feltet med en utbyggingskostnad på vel 10 milliarder kroner. Et nesten tilsvarende beløp utgjør driftskostnadene i feltets levetid.

Resultatet er et overskudd på rundt 20 milliarder kroner, som gir 16 milliarder kroner i skatt til fellesskapet med oljeselskapenes samlede skattesats på 78 prosent. I tillegg kommer de verdiene som blir skapt i bygge- og driftsfasen. Til sammen bidrar Fenja til 10 000 årsverk, hvor de aller fleste og deres arbeidsgivere betaler skatt og avgifter til Norge.

Fenja-feltet er også funnet som et resultat av inntreden av nye aktører på norsk sokkel og de årlige lisensrundene i modne områder (TFO). Disse aktørene valgte et område som de store selskapene ikke lenger ville prioritere for leting. Alle de tre partnerne i Fenja-feltet har vært mottakere av refusjon for leteteknader. Det er tvilsomt om også partnerne kunne vært med på boringen uten denne ordningen.

færre og mindre tekniske utfordringer, samt godt utbygd eller planlagt infrastruktur. I slike områder er rask og tidsriktig utforskning langt viktigere enn skrittvis utforskning.

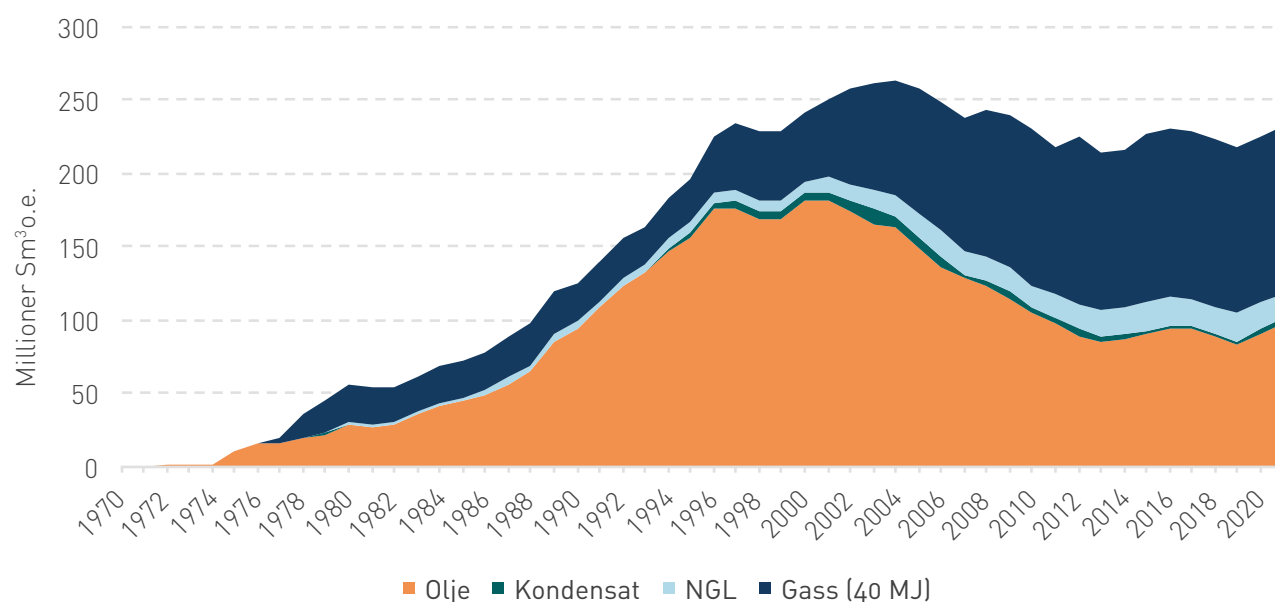
Olje- og gassproduksjonen på norsk sokkel hadde sitt toppår i 2004, og oljeproduksjonen er mer enn halvert siden 2001. På grunn av en betydelig økning i gassproduksjonen de siste årene har den samlede petroleumsproduksjonen på norsk sokkel stabilisert seg. De nærmeste ti årene er det ventet at produksjonen på norsk sokkel vil være relativt stabil, ved at produksjonsnedgangen i produserende felt kompenseres av nye felt som kommer i drift.

Ser man på produksjonen på enkeltfelt, blir bildet et annet (se figur 2.15). En rekke felt har en betydelig lavere produksjon i dag enn tidligere, og flere har en begrenset driftsperiode igjen før nedstenging.

På Statfjord-feltet i Nordsjøen, som egentlig har passert sin opprinnelige levetid, pågår det hele tiden prosjekter for å utvinne større andel av ressursbasen og forlenge levetiden. Det vil antagelig aldri være lønnsomt å hente ut alle ressursene, men hva den optimale ressursutnyttelsen er, vil endre seg over tid avhengig av prisforventninger, kostnadsnivå, rammebetingelser og tilgjengelig teknologi.

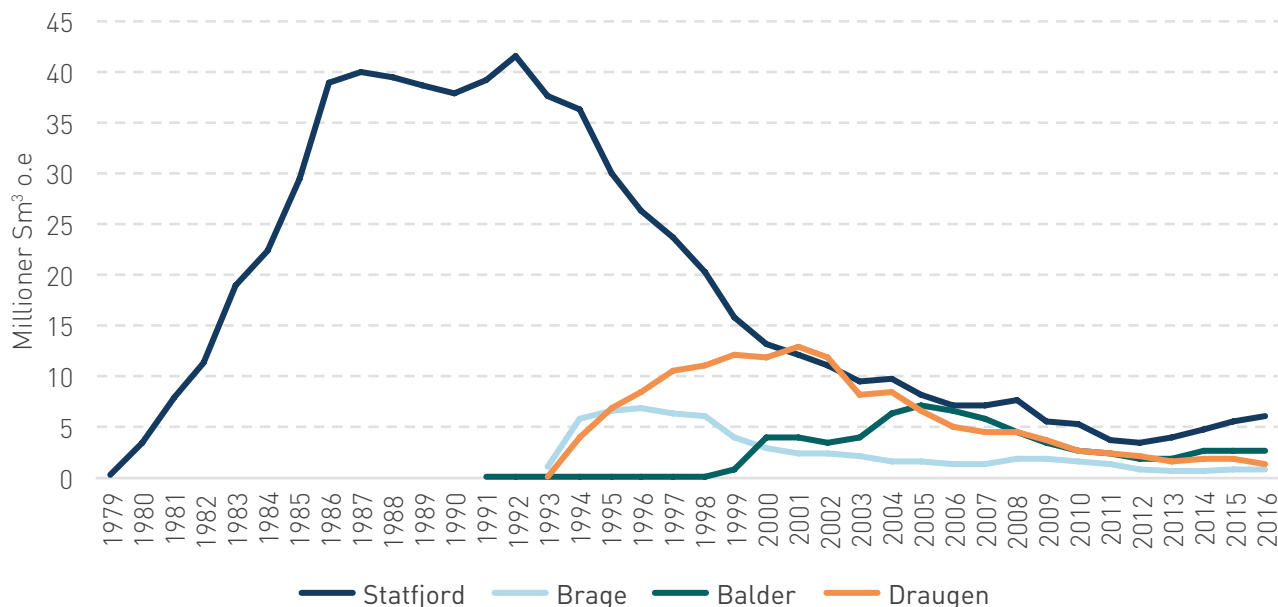
Figur 2.14.

Historisk og forventet produksjon i Norge, 1970-2021 (Kilde: OD)



Figur 2.15.

Historisk produksjon for feltene; Statfjord, Brage, Balder og Draugen. (Kilde: norskpetroleum.no)



Riksrevisjonen reviderte myndighetenes arbeid for økt utvinning fra modne områder på norsk sokkel i 2015²¹. Her heter det blant annet følgende:

Det er et betydelig potensial for økt utvinning fra feltene på norsk sokkel. Med dagens godkjente planer vil i gjennomsnitt mer enn halvparten av den opprinnelig tilstedeværende oljen bli liggende igjen etter at produksjonen er avsluttet. En økning i utvinningsgraden på bare ett prosentpoeng for felt som er i drift, vil øke oljeutvinningen tilsvarende en salgsverdi på omtrent 260 mrd. kroner. Produksjonskostnader og produksjonsperiode vil påvirke hvor stor verdi dette potensialet utgjør. En rekke tiltak for å øke utvinningen er tidskritiske fordi eksisterende infrastruktur med tiden blir ulønnsom å holde i drift eller teknisk uegnet. For å være lønnsomme er mindre funn nær felt i produksjon ofte avhengig av å bli bygget ut mens eksisterende infrastruktur er på plass.

I et skiftende oljemarked med global orientering er det en aktuell problemstilling at samfunnsøkonomisk lønnsomme prosjekter på norsk sokkel står i fare for ikke å bli gjennomført. Myndighetene har flere virkemidler hjemlet i lov om petroleumsvirksomhet (petroleumsloven) som kan bidra til at samfunnsøkonomisk lønnsomme tiltak blir gjennomført. I tillegg er skatte- og avgiftspolitikken og offentlig støtte til forskning, utvikling og uttesting sentrale virkemidler.

I Solberg-regjeringens regjeringsplattform (Sundvolden-plattformen) for perioden 2013–2017 sto det at regjeringen vil vurdere «endringer i petroleumsskattesystemet som kan bedre ressursforvaltningen og øke utvinningsgraden i felt i drift og nærliggende marginale felt».

Norsk olje og gass engasjerte i 2015 Oslo Economics til å gjennomføre en kartlegging i Norsk olje og gass' medlemsselskaper av aktuelle prosjekter som er lønnsomme før skatt, men som selskapene ikke får prioritert som følge av de eksisterende rammevilkårene på norsk sokkel.

Studien viste at minst 22 prosjekter som Oslo Economics vurderte som samfunnsøkonomisk lønnsomme, ikke blir realisert fordi selskapene ikke ser prosjektene som tilstrekkelig kommersielle, enten ut fra avkastningskrav eller i konkurranse med andre prosjekter i den globale porteføljen. Markedsverdien på ressursene som ligger igjen, ble kalkulert til mer enn 460 milliarder norske kroner, eller 15 prosent av BNP i 2014.

21 Dokument 3:6 [2014–2015].

2.2.5.

Letearealer

Et avgjørende element i konkurranseevnen til norsk sokkel ligger i tilgangen på nye letearealer og sannsynligheten for store funn og prosjekter for olje- og gasselskapene.

Oljedirektoratets basisestimat for totale oppdagede og uoppdagede petroleumsressurser på norsk kontinentalsokkel er om lag 14,3 milliarder standard kubikkmeter oljeekvivalenter (Sm^3 o.e.). Av dette er 6,9 milliarder, eller 48 prosent, solgt og levert. Det forventes at 7,4 milliarder Sm^3 o.e. gjenstår å produsere. Av dette er 4,6 milliarder påviste ressurser.

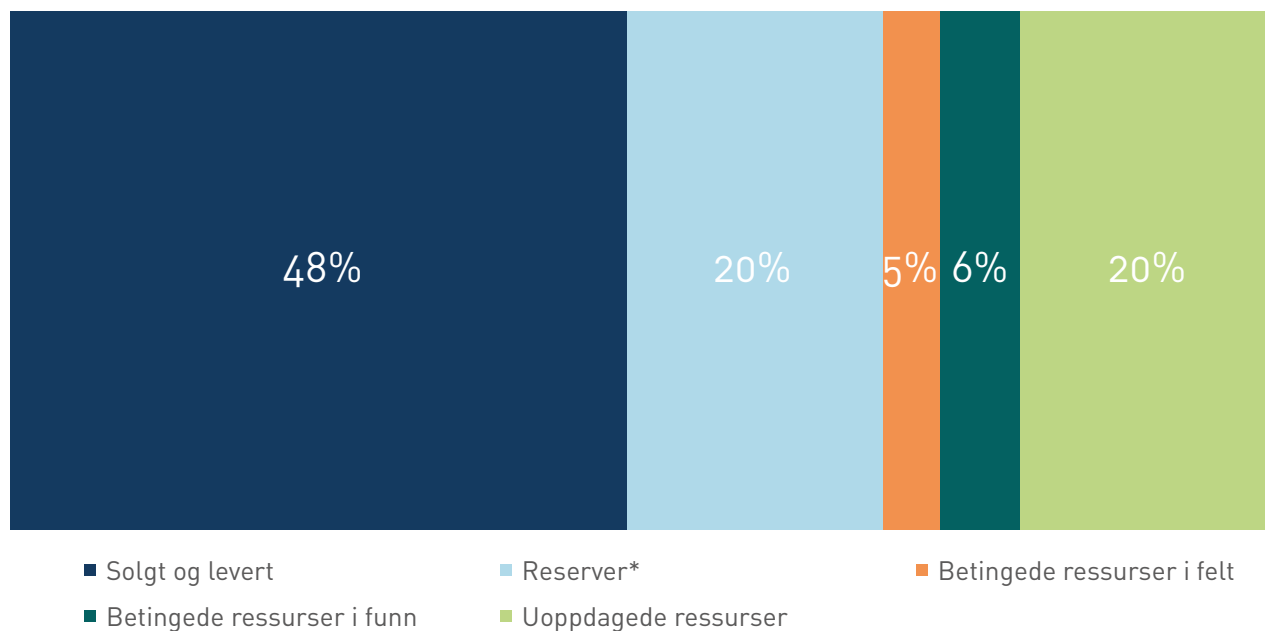
Nordsjøen er den mest modne delen av norsk sokkel. Det er der det er flest felt i produksjon, og det er der de store feltene i hovedsak befinner seg. Deler av Norskehavet med sine 16 felt i produksjon er også i stor grad et modent område med unntak av de nordlige delene av Norskehavet. Nordsjøen vil være en viktig del av norsk sokkel fremover. Ikke minst gjorde Johan Sverdrup-funnet i 2010 at man fikk ny tiltro til at en kunne finne store nye ressurser i dette området.

Det er likevel i nord en forventer at de store gjenværende uoppdagede ressursene vil befinne seg. Som figur 2.17 viser er Barentshavet det havområdet hvor de største totale fremtidige ressursene antas å ligge på norsk sokkel, nesten halvparten. De store gassressursene fremover forventes også å ligge i Barentshavet. Kun en tredjedel av gassressursene er utvunnet på norsk sokkel, og to tredjedeler av de gjenværende gassressursene forventes å bli funnet i Barentshavet.

Norsk sokkel har også et stort potensial når man sammenlikner de uoppdagede petroleumsressursene med andre offshoreområder. I forhold til andre OECD-områder som er også er relativt stabile og forutsigbare områder å investere i, er det bare USA og Mexico som har større uoppdagede ressurser enn Norge. Flere av de andre områdene i resten av verden har store uoppdagede ressurser, men i flere områder er de enten i liten grad eller ikke tilgjengelig for internasjonale oljeselskaper. Norsk sokkel og OECD-land kan derfor være attraktive for selskapene for å balansere risikoen i sin egen portefølje.

Figur 2.16.

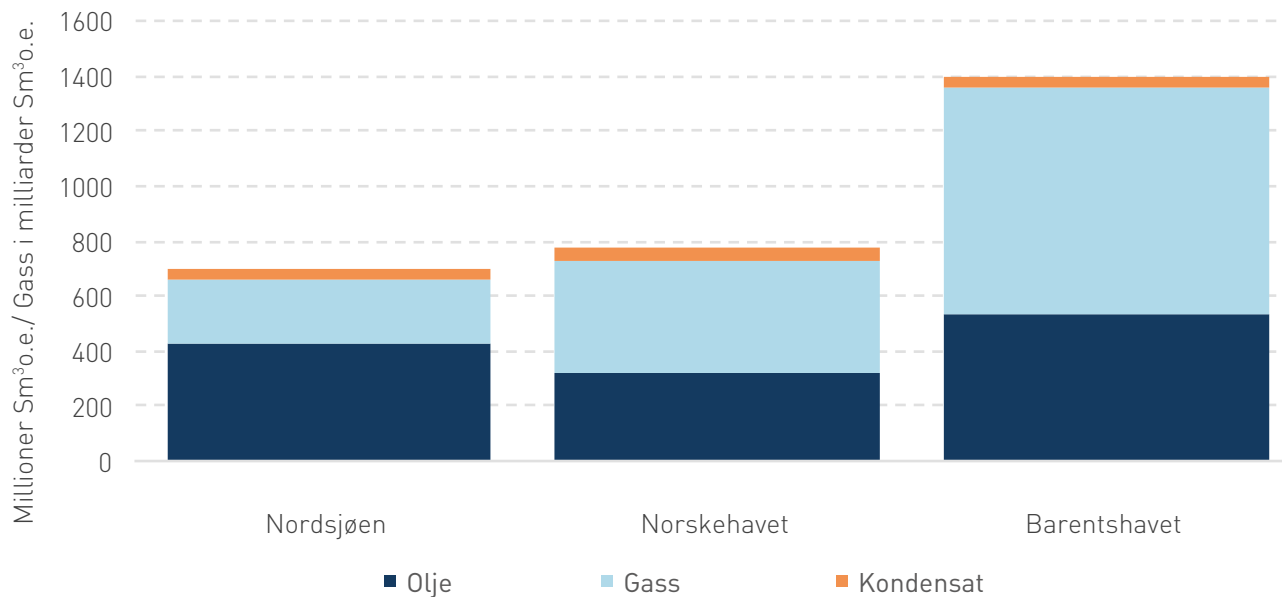
Prosentvis fordeling av de totale petroleumsressursene på norsk sokkel per 31.12.2016 (Kilde: OD)



* Inkluderer ressursklassene 1, 2 og 3

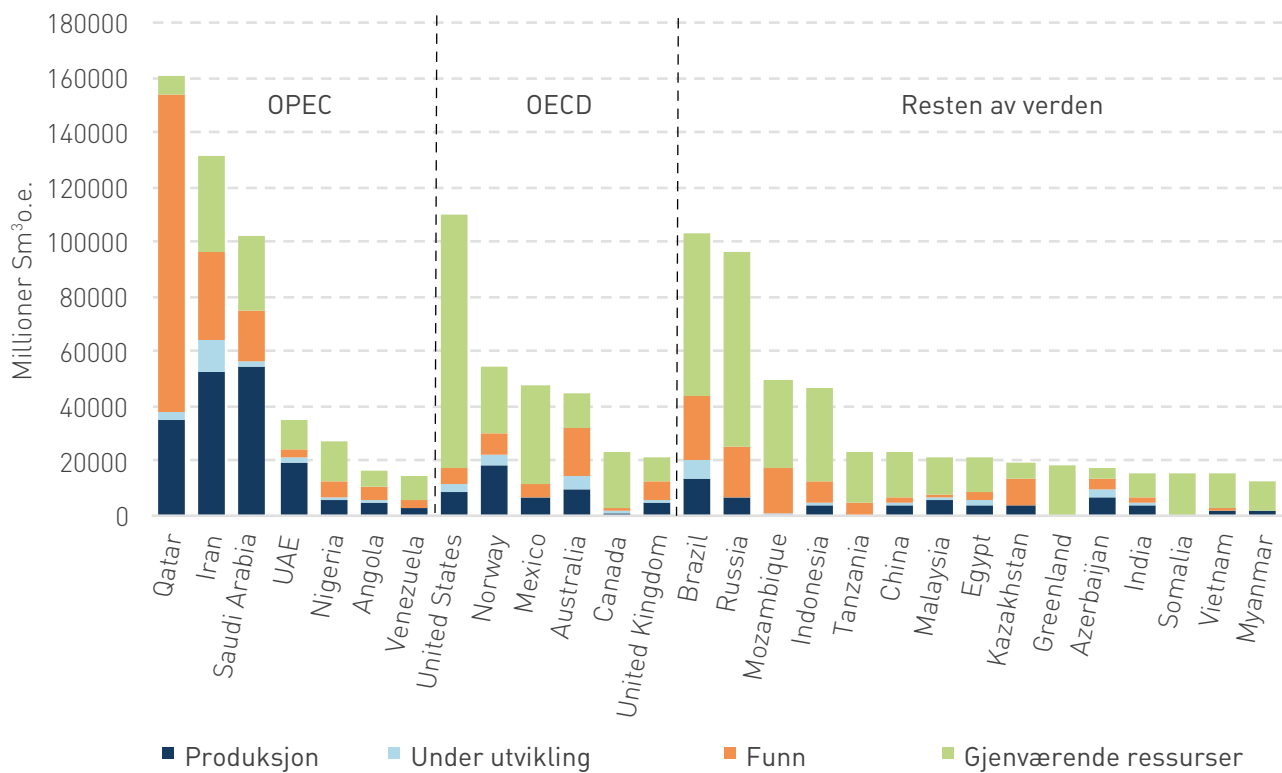
Figur 2.17.

Totale uoppdagede ressurser fordelt på olje, gass og kondensat for Nordsjøen, Norskehavet og Barentshavet per 31.12.2017 (Kilde: OD)



Figur 2.18.

Gjenværende offshore petroleumsressurser i land med potensial på over 10 milliarder Sm³ o.e. (Kilde: Rystad Energy)



2.2.6.

Politisk stabilitet og forutsigbarhet

Når olje- og gasselskapene vurderer områder de fremover skal investere i, vil sannsynligheten for å finne olje- og gassforekomster som gir høy avkastning, være en viktig faktor. Hvilket område og land dette skjer i, vil også være av stor betydning. Geopolitiske forhold i regioner, politisk og økonomisk stabilitet, styreform, operasjonelle forhold og risiko for/ved eksport vil også påvirke investeringsbeslutningene.

I Norge har det over tiår vært et bredt flertall i befolkningen og Stortinget for å fortsatt utvikle olje- og gassforekomstene på norsk sokkel, og å videreutvikle og styrke leverandørindustrien²². Næringen har stegvis fått tildelt nye arealer gjennom åpning av nye letearealer²³. Gjennom to likestilte konsesjonstildelingssystemer, de nummererte konsesjonsrundene i umodne områder og tildeling i forhåndsdefinerte områder (TFO) i modne områder har olje- og gasselskapene som hovedregel fulgt prinsippet om en stegvis (sekvensiell) leting.

Skattesystemet har også i stor grad vært forutsigbart. De endringene som har kommet, for eksempel gjennom den store skattereformen i 1992 og de endringene som kom i 2004, skjedde etter prosesser mellom myndighetene og næringen. Et unntak var i mai 2013, da regjeringen endret friinntekten for operatørene på norsk sokkel. De siste årene har selskapsskatten blitt endret i tre omganger fra 27 til 23 prosent i 2018. Særskatten til olje- og gasselskapene har i denne perioden økt til 55 prosent, slik at den totale skattesatsen har vært stabil på 78 prosent.

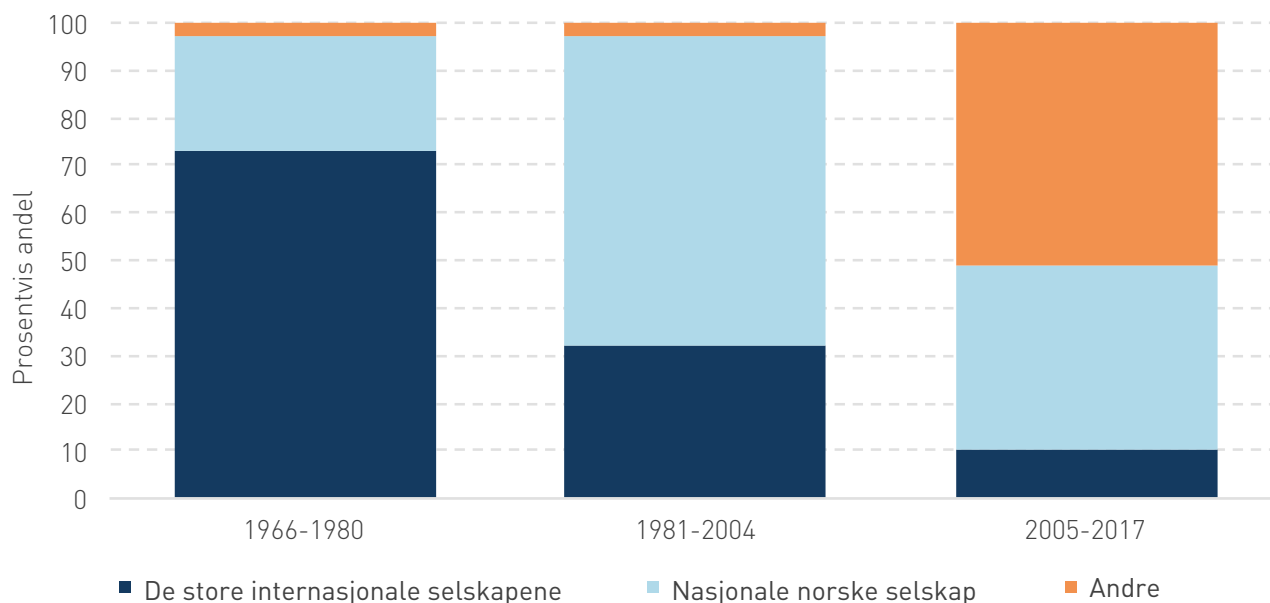
Norge ble i 2014, ved siden av andre demokratiske land som Canada, Australia og Storbritannia, vurdert som et gunstig land når det gjelder politisk, økonomisk og operasjonell risiko (IHS 2014/ Benchmarking Norway's Investment Attractiveness).

22 Meld. St. 28 (2010–2011) En næring for framtida – om petroleumsvirksomheten og Prop. 114 S (2014–2015) Norges største industriprosjekt – utbygging og drift av Johan Sverdrup-feltet med status for olje- og gassvirksomheten.

23 Areal på norsk kontinentalsokkel er åpnet for petroleumsvirksomhet i fire større omganger (1965, 1988, 1994 og 2013).

Figur 2.19.

Andel letebrønner i prosent i ulike tidsperioder fordelt på kategori selskap. (Kilde: Rystad Energy)



2.2.7.

Endret aktørbilde

Aktørbildet på norsk sokkel har endret seg betydelig på 2000-tallet. Antallet selskaper lå stabilt på rundt 30 selskaper fra 2000 til 2007, men økte betydelig i 2007 som følge av innføringen av TFO-ordningen, refusjonsordningen og et politisk ønske om større mangfold av aktører. Spesielt fikk man flere europeiske gass-/kraft-selskaper inn på norsk sokkel og mindre selskaper som de rene leteselskapene. I oppstartsperioden for aktivitet på norsk sokkel (1966–1980) ble majoriteten av letebrønnene gjennomført av de store internasjonale selskapene. Fra 1981 til 2004 var det de norske selskapene (Statoil og Hydro) som var de mest aktive leteselskapene, mens det fra 2005 og frem til i dag har vært andre selskaper som har stått for over halvparten av alle letebrønnene på norsk sokkel.

I den situasjonen olje- og gassnæringen har vært i de siste årene, med fallende oljepriser, fallende leteaktivitet og funnsuksess, har det sett store endringer i sammensetningen av aktører på norsk sokkel. Sammenslåinger og endrede strategier eller prioriteringer i selskapene har ført til at enkelte selskaper har trukket seg helt eller delvis ut fra norsk sokkel, mens andre selskaper har kommet til.

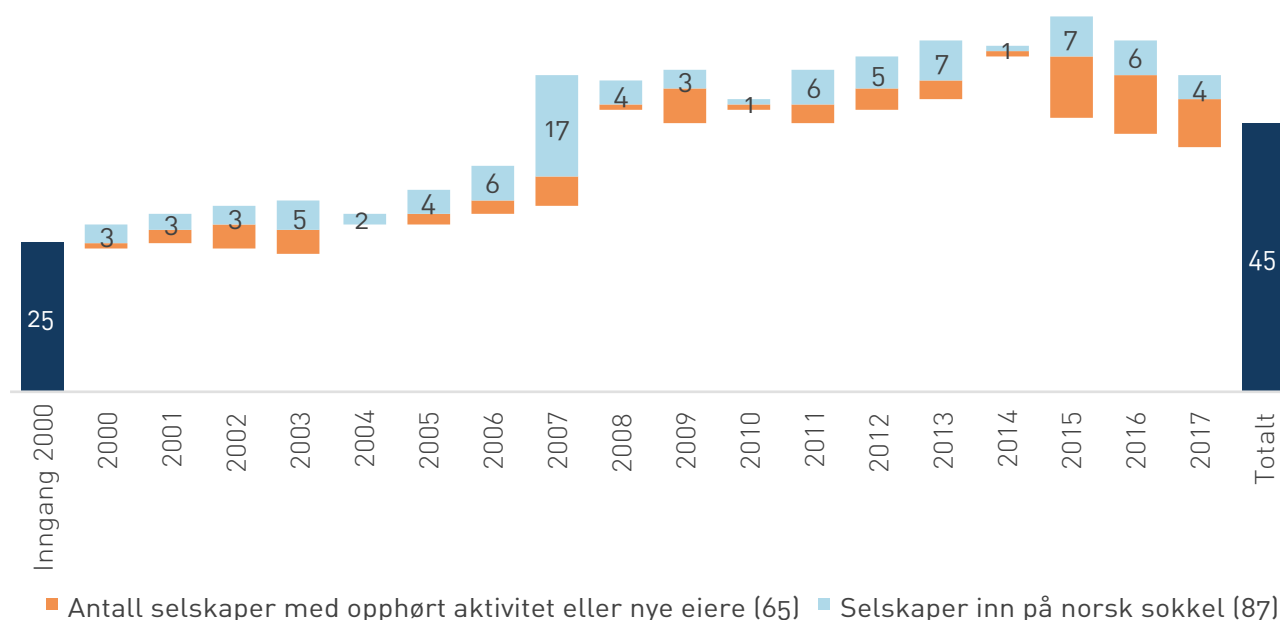
Årsakene til at noen selskaper har valgt å forlate eller starte opp aktivitet på norsk sokkel, er mange, og årsakene vil variere fra selskap til selskap. Det som for enkelte selskaper er en grunn for at en anser norsk sokkel som attraktiv, kan for et annet selskap være mindre viktig. For de store selskapene kan grunnene til at man har valgt å trekke seg ut eller redusere aktiviteten på norsk sokkel, være manglende leteinteresse og suksess, moden portefølje, optimalisering av egen portefølje og behov for økt kontantstrøm.

Når det gjelder integrerte og uavhengige selskap kan grunner være endringer i egen selskapsstrategi, at de vil konsentrere seg om andre olje- og gassområder, eller kontantstrømutfordringer. Flere av de europeiske kraft-/industrielskapene som kom inn på norsk sokkel rundt 2007, har valgt å slutte med olje- og gassaktivitet for å konsentrere seg om kjerneområdene sine.

På den andre siden har også flere selskaper kommet inn på norsk sokkel de siste årene. Dette kan være på grunn av Barentshavet, lav politisk risiko eller ønske om mer spredning i porteføljen, eller de har kommet inn enten gjennom oppkjøp av andre selskaper, et ønske om å spre den geografiske porteføljen eller ved å tre inn i olje- og gassmarkedet oppstrøms.

Figur 2.20.

Endringer av aktører på norsk sokkel, 2000-2017. (Kilde: Rystad Energy)



Det har også vært svært mange av de mindre selskapene og leteselskapene som har avsluttet sitt engasjement eller blitt kjøpt opp som følge av svak letesuksess, eller motsatt: at de har hatt letesuksess og blitt kjøpt opp. Andre selskaper er kommet inn fordi det er letepotensial både i modne og nye områder.

De store internasjonale selskapene har vært viktige for utviklingen av norsk sokkel siden begynnelsen av 1960-årene. De sto for størstedelen av all letingen de første 10–15 årene med olje- og gassaktivitet på norsk sokkel. De hadde kompetansen og erfaringer til å bygge ut flere av de første feltene på norsk sokkel og bidro til å bygge kompetanse i den norske olje- og gassnæringen. De internasjonale selskapene har også vært svært viktige for den norske leverandørindustriens muligheter til å få et internasjonalt marked. Selskapene har tatt med seg norske leverandørselskaper til andre olje- og gassområder og gjort at norsk leverandørindustri nå har en betydelig internasjonal omsetning med leveranser til svært mange steder (se neste kapittel).

2.3.

LEVERANDØRINDUSTRIENS KONKURRANSEKRAFT

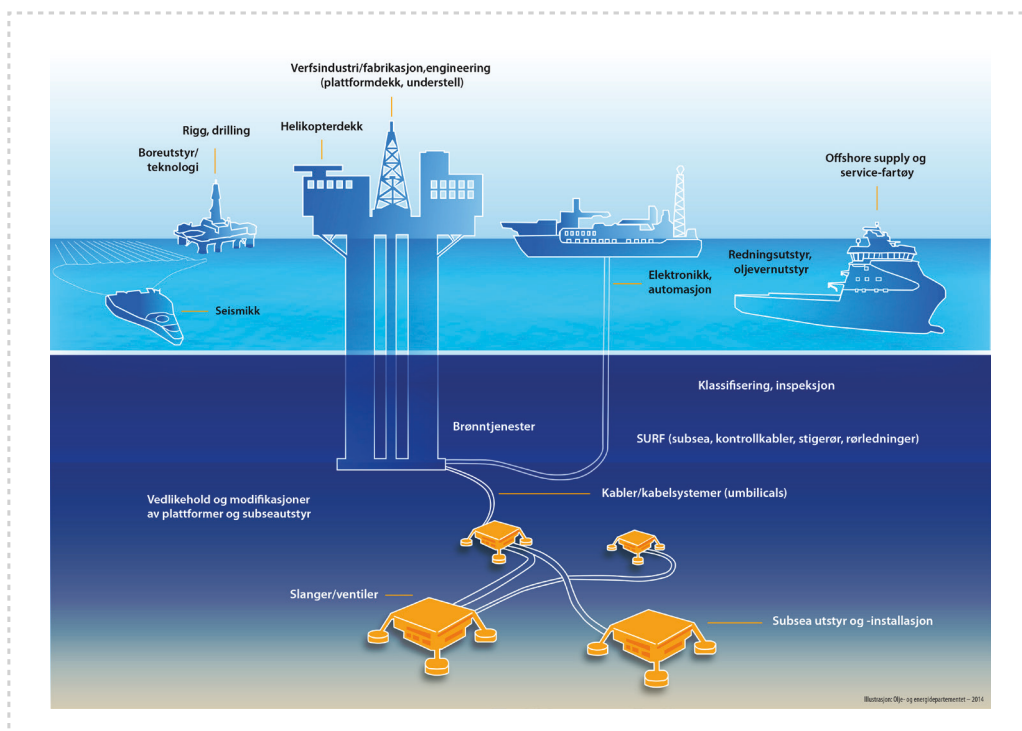
Norsk leverandørindustri har hatt en eventyrlig utvikling siden begynnelsen av 2000-årene. På grunn av den kraftige nedturen de siste årene i den globale olje- og gassnæringen har også norsk leverandørindustri opplevd et drastisk fall i markedet, både nasjonalt og internasjonalt. Siden januar 2014 har 32 700 personer fått varsel om oppsigelse i leverandørindustrien²⁴.

Den norske leverandørindustrien har gjennom 2000-årene blitt gradvis blir mer internasjonal, men den globale konkurransen har også gjort seg gjeldende i konkurransen om kontrakter på norsk sokkel. Internasjonale konkurrenter utfordrer norske bedrifter i større grad for å få fotfeste på norsk sokkel.

Både globale konsern, store norske bedrifter og mange småbedrifter opererer i den norske olje- og gassnæringen (se vedlegg 2 for definisjon av norsk leverandørindustri, oljeserviceselskaper og ulike former for internasjonal omsetning).

Figur 2.21.

Mangfoldet i norsk leverandørindustri – skisse av et felt i utbygging og drift
(Kilde: Olje- og energidepartementet)



2.3.1.

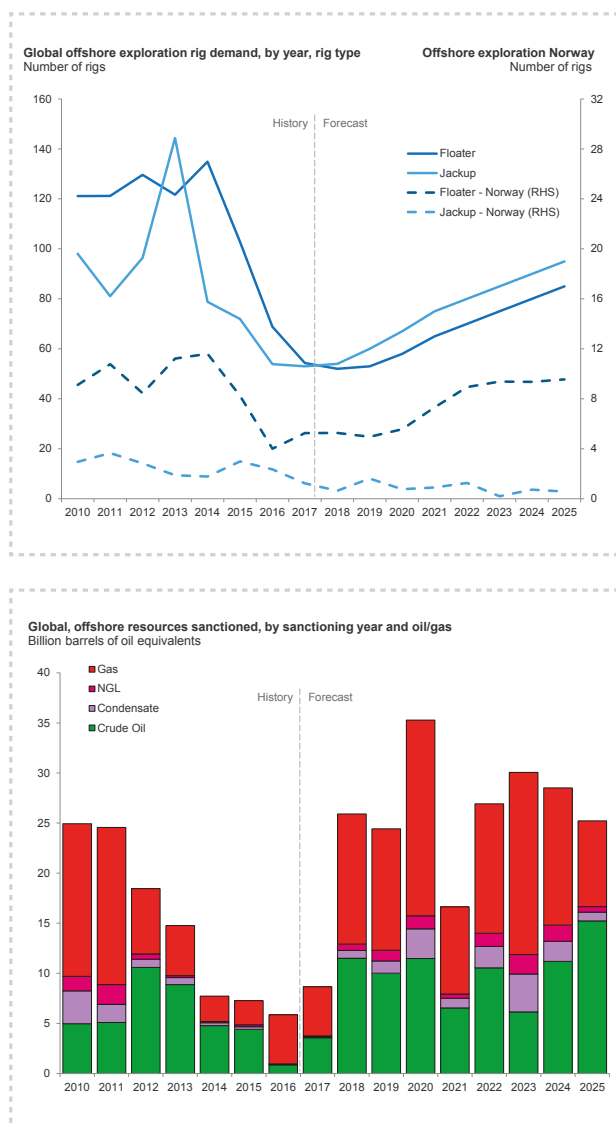
Markedet og sentrale trender for den globale leverandørindustrien

I løpet av de siste 2–3 årene har de fleste underliggende driverne for den globale oljeleverandørindustrien falt. Leteaktiviteten offshore, både på dype og mer i grunne områder, har falt med over 50 prosent, og antall nye prosjekter som er blitt sanksjonert for utbygging, er betydelig redusert fra nivået før 2014. Dette har ført til at antall rigger, plattformer og infrastruktur for undervannsinstallasjoner (subsea) har falt betydelig i 2015, 2016 og 2017.

Kostnadene er blitt redusert betraktelig de siste årene (se kap. 2.3.2), både for nye prosjekter og operasjonelle og profesjonelle tjenester. Som et resultat av nedgangen i disse driverne har den globale oljeleverandørindustrien hatt et svært utfordrende marked de siste årene. Fremover vil vi se bedring i de fleste underliggende driverne, men ikke tilbake til 2013/2014-nivåer. Et av unntakene er subseasegmentet, hvor det er forventet større aktivitet tidlig i 2020-årene.

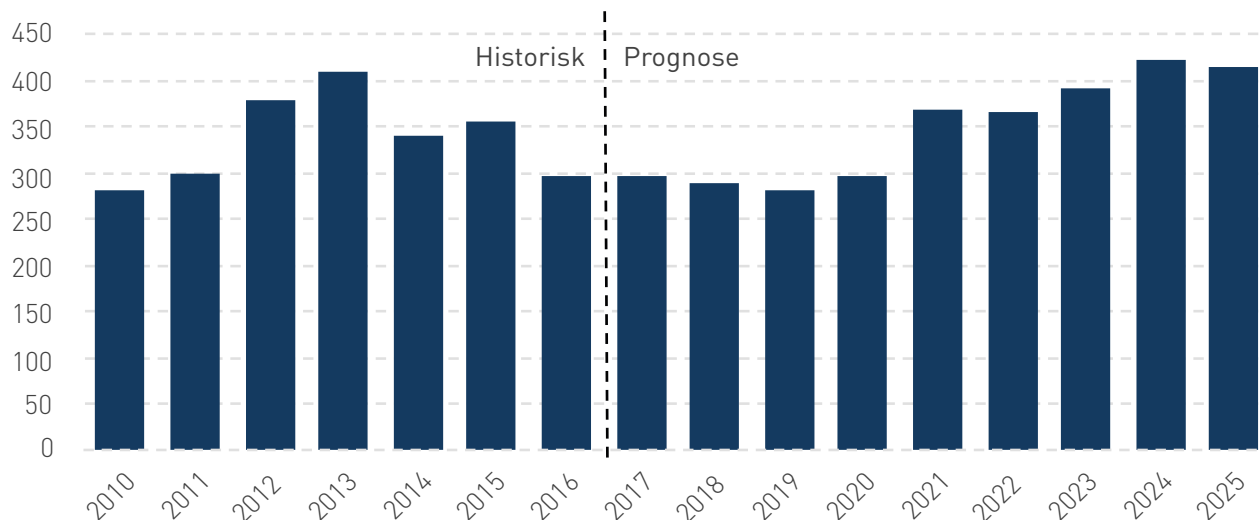
Figur 2.22.

Øvre: Global vs Norge offshore leting 2010–2015, etterspørsel etter rigg. Nedre: Sanksjonerte offshore ressurser. (Kilde: Rystad Energy)



Figur 2.23.

Antall subsea "juletrær" installert 2010–2016, med prognose frem til 2025 (Kilde: Rystad Energy)



2.3.2.

Norsk leverandørindustriens globale posisjon – norsk sokkel fortsatt viktigst

Norsk sokkel var frem til 2000-tallet nærmest nesten det eneste markedet for leverandørindustrien i Norge. Den gradvise internasjonaliseringen av leverandørindustrien i Norge har gjort at norsk leverandørindustri i dag er den største eksportnæringen i Norge etter salg av olje og gass.

Frem til 2013 var det stor vekst i omsetningen for norske leverandørselskaper, med unntak av 2009–2010 som følge av finanskrisen. Den internasjonale omsetningen økte sterkest fra 2000 til 2009, med en årlig prosentvis økning på 21 prosent, mot 14 prosent årlig økning i Norge i tilsvarende periode. Fra 2010 var veksten sterkest i Norge (15 prosent årlig), mot 11 prosent årlig internasjonalt. Etter fallet i de globale investeringene i offshore olje og gass har fallet i omsetning for de norske leverandørene vært betydelig større internasjonalt med 31 prosent, mens det har vært på 15 prosent i Norge. I 2016 var den totale omsetningen fra norske leverandører på 378 milliarder norske kroner. Det er en nedgang på 142 milliarder norske kroner fra toppåret 2013. Utviklingen av omsetningen i leverandørindustrien i Norge har i stor grad fulgt de globale offshoreinvesteringene fra 2000 til i dag.

Norsk sokkel er et av de største offshoremarkedene i verden. I 2016 var det bare Brasil og USA som hadde større investeringer enn Norge. Den norske andelen av verdens offshoremarked var på 8 prosent i 2016.

Den største omsetningen for norske leverandører er fra norske kunder, men det er stor variasjon i det internasjonale markedet for de ulike delene av leverandørkjeden. De tre største markedene i Norge i 2016 var i absolutte tall rigg- og boretjenester, topside- og prosessutstyr, og innkjøp, konstruksjon og installasjon. De ulike segmentene klarer seg i ulik grad i det internasjonale markedet. I flere av segmentene har norske leverandører omtrent halvparten av omsetningen internasjonalt. Dette gjelder topside, subsea, operasjonelle tjenester, transport og logistikk og seismikk.

Innenfor enkelte områder har også norske leverandører en svært høy andel av det totale internasjonale markedet. I 2016 hadde spesielt de norske selskapene som leverer topside og prosessutstyr, og seismikk-selskapene over 30 prosent av det globale markedet innenfor sine områder. Selskaper som leverer ingeniørtjenester og rigg- og supplieselskapene (transport og logistikk) har over en femtedel av det globale markedet. Dette viser tydelig hvordan norsk leverandørindustri har blitt en stor aktør innenfor svært viktige områder av den globale olje- og gassnæringen. Norwegian Energy Partners har her vært en viktig døråpner som har skapt møteplasser hvor den norske leverandørindustrien innenfor olje, gass og fornybar energi kan nå det globale markedet med sine produkter og løsninger.

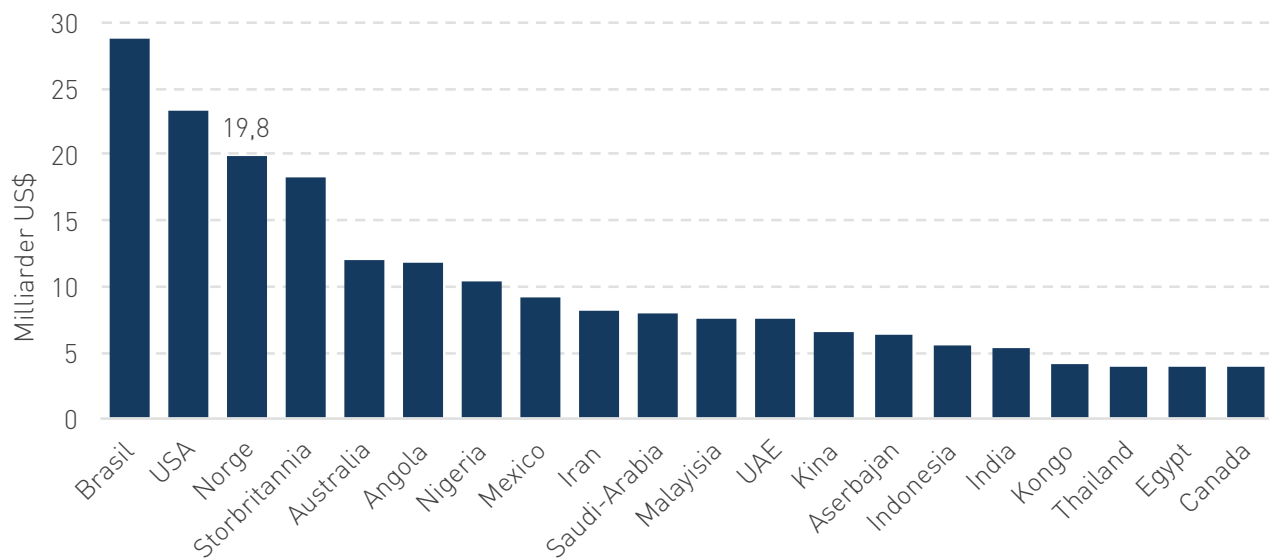
Figur 2.24.

Venstre akse: Total omsetning (milliarder NOK) fra norske leverandørbedrifter til olje- og gassbransjen inkludert rederiene m.m. i Norge og internasjonalt. Høyre akse: Globale offshoreinvesteringer i milliarder US\$ (Kilde: Rystad Energy)



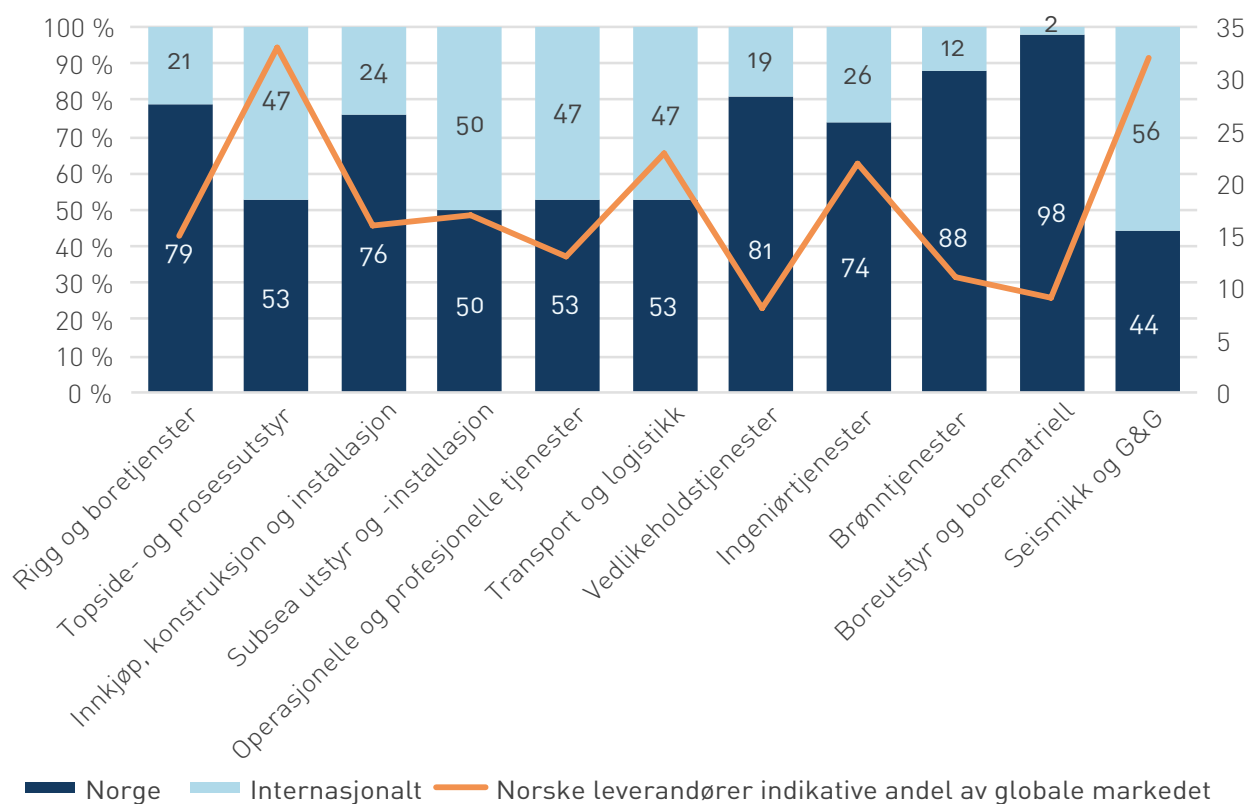
Figur 2.25.

Totale innkjøp leting og produksjon i de 20 største offshoreregionene. (Kilde: Rystad Energy)



Figur 2.26.

Venstre akse: Norske leverandørselskapers prosentvis markedsandel til norske og internasjonale kunder i 2016. Høyre akse: Norske leverandørselskapers indikative markedsandel av det globale markedet
(Kilde: Rystad Energy)



Norske leverandørselskaper har markedsandeler i flere store offshoreregioner. Elfenbenkysten og Storbritannia er de stedene der norske leverandører har høyest andel av det totale markedet, etter Norge.

Norske leverandørselskaper dominerer i leveranser til norsk sokkel. Andelen til norske leverandører vil variere fra år til år og innenfor de ulike segmentene.

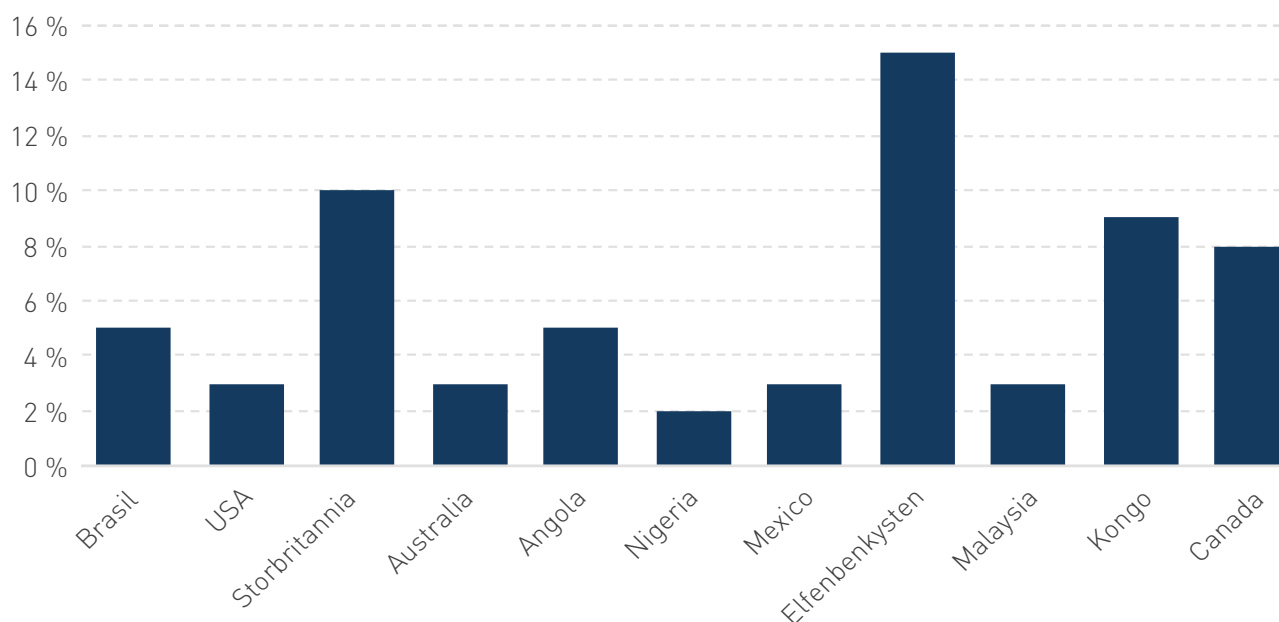
Den norske andelen beregnes vanligvis av kontrakter gitt til norske leverandører med norsk fakturaadresse. Disse tallene betyr nødvendigvis ikke at en like stor andel av arbeidet (verdiskapingen) faktisk skjer i Norge. De norske leverandørene kan ha leveranser (underleverandører) som ikke er norske. Aibel har bygd én av tre moduler og hovedrammen ved sitt verft i Thailand. Boremodulen er bygget ved av Partneren Nymo i Grimstad, hvor arbeidet har inkludert Odfjell og National Oilwell. Alle moduler er transportert til Aibels verksted, hvor det hele settes sammen til et komplett plattformdekk.

I 2015 fikk OED utarbeidet rapporten «Norsk verdiskaping i utbygging av petroleumsfelt – Analyse av sju utbyggingsprosjekter på norsk kontinentalsokkel»²⁵. Rapporten viser at for plattformer som i hovedsak er bygget i Norge, ligger beregnet norsk andel av verdiskapingen på et nivå på 61–63 prosent. For feltet Valemon, som ble bygget i Sør-Korea og Nederland, men med betydelige ferdigstillelsesarbeider ute på feltet, er den beregnede norske andelen av verdiskapingen rundt 48 prosent, mens den norske andelen av verdiskapingen for prosjekter bygget i Sør-Korea så ut til å ligge på 40–46 prosent.

25 «Norsk verdiskaping i utbygging av petroleumsfelt – Analyse av sju utbyggingsprosjekter på norsk kontinentalsokkel». Rapport 10. april 2015. Agenda Kaupang.

Figur 2.27.

Norske leverandørselskaper indikative andel av markedet i ulike offshore-regioner i 2016 (Kilde: Rystad Energy)



2.3.3.

Nye allianser og avtaler

De siste årene har mange leverandørselskaper gjennomført betydelige restruktureringsprosesser som oppkjøp, salg, fusjoner og eierendringer på grunn av kapitalbehov og konkurransesituasjonen. Alle selskaper har hatt harde kostnadskutt. Samtidig har arbeidet med effektivitets- og produksjonsforbedringer gitt gode resultater, og konkurransekraften er betydelig styrket i den norske leverandørklyngen.

Figuren nedenfor viser noen eksempler på nye globale allianser i verdikjeden. De fleste av disse selskapene er globale aktører, men de norske datterselskapene er store innenfor flere av segmentene, spesielt subsea. For eksempel førte sammenslåingen av Technip og FMC i 2016 til at TechnipFMCs subseaavdeling er konsentrert rundt Kongsberg-kontoret deres. Subsea7 er sterkt til stede i Stavanger, og ABB og Siemens har deres subseaekspertise i Norge.

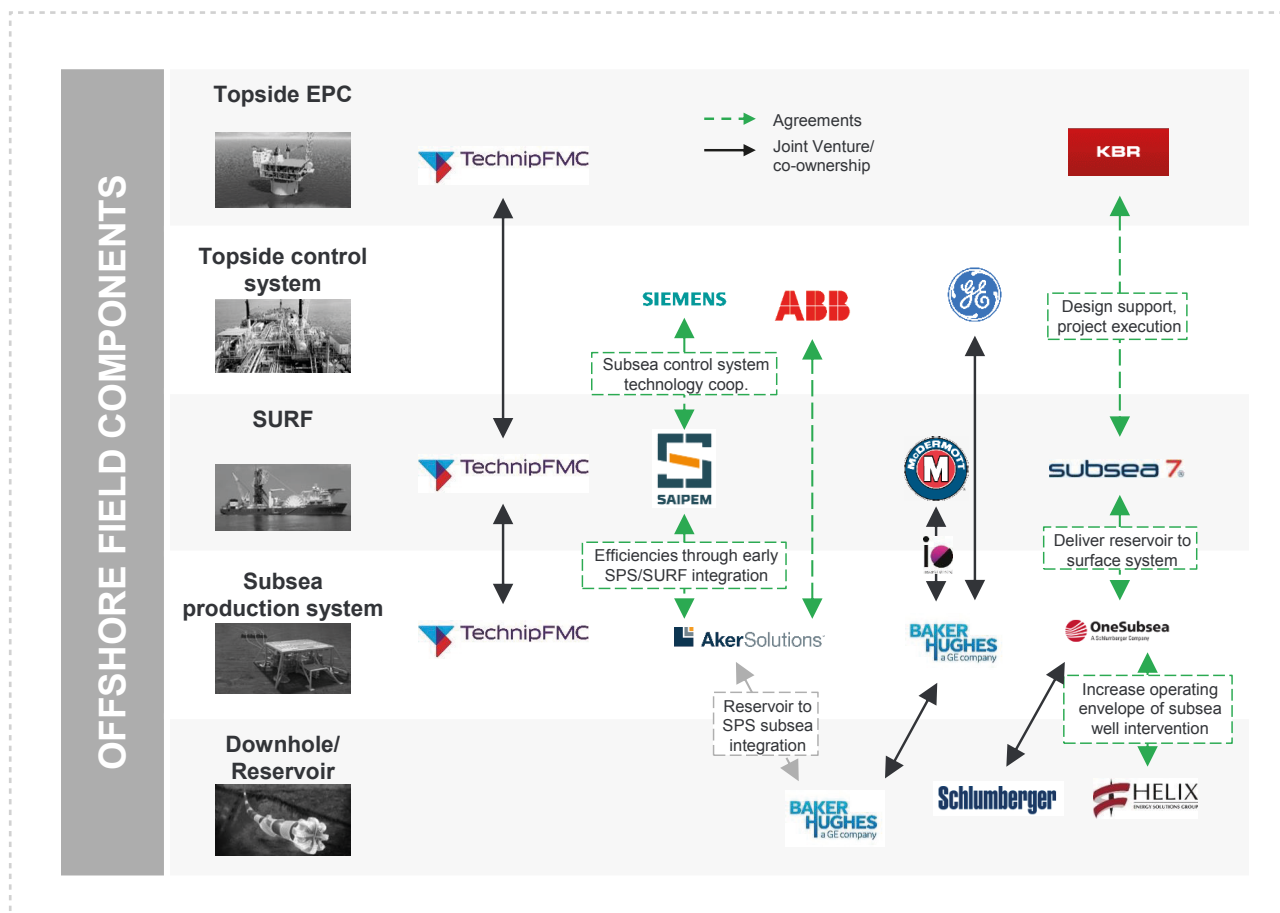
Det er ikke bare mellom selskapene i leverandørkjeden man har sett nye allianser og avtaler de siste årene. De lave oljeprisene i 2015 og 2016 økte kostnadsfokus for operatørene. Reforhandling av priser, redusert omfang og optimalisering av teknologiske løsninger har gitt betydelige besparelser, og noen av

operatørene har også sett på hvilke kontraktsformer de har på utstyr og tjenester.

Det klareste eksemplet på denne utviklingen er dannelsen av allianser mellom operatører og leverandører. Generelt forsøker disse alliansene å involvere leverandører på et tidligere tidspunkt, justere insentiver og redusere prosjekters totale kostnad. Lundin er et eksempel på dette, hvor TechnipFMC vil dra nytte av feltet blir lønnsomt. Det vil si at TechnipFMC vil ta noe av prosjektrisikoen, men også få noe av inntektene fra det. AkerBP har inngått en subsea-allianse med Subsea7 og AkerSolutions Subsea, og en plattformallianse med ABB, Kværner, Siemens, AkerSolutions Engineering, mens Centrica har en femårsavtale med Aibel, DNV-GL og Subsea7.

Figur 2.28.

Eksempler på nye globale leverandørallianser i verdikjeden (Kilde: Rystad Energy)



2.3.4.

Styrket posisjon for nye kontrakter

De siste årene har trenden vært en økning i risiko og hardere betingelser for den enkelte leverandørbedrift. For å oppnå varige forbedringer og økt konkurransekraft har en sett at det jobbes mer i retning av felles insentiver, økt gjenbruk og bruk av leverandørløsninger, standardisering og kostnadseffektive konsepter – for eksempel gjennom arbeidet med kontraktstandards og tekniske standarder. I tillegg legger selskapene vekt på teknologi og innovasjon, hovedsakelig for å sikre mer kostnadseffektive løsninger. OG21-strategien og DEMO 2000-programmet er sentrale bidrag her.

Kontraktstildelingen på mange av de nye prosjektene viser svært høy norsk andel på leveransene. Dette er noen eksempler der norske leverandørbedrifter har fått betydelige kontrakter:

- I mars 2017 ble Kværner tildelt en totalkontrakt for oppgradering av Njord A-plattformen. Avtalen har en estimert verdi på rundt 5 milliarder kroner og vil utgjøre rundt 3000 årsverk. Samme måned fikk Aker Solutions, Kværner og Siemens hver sine FEED-kontrakter i forbindelse med fase 2 i utbyggingen av Johan Sverdrup-feltet.
- I forbindelse med innlevering av PUD for Johan Castberg-utbyggingen i desember 2017 fikk Aker Solutions kontraktene som skal forsyne subsea-produksjonssystemer (SPS), og ansvaret for design av topsides for produksjons- og lagerskipet. Total kontraktsverdi er fire milliarder kroner. SPS består av 30 brønner med tilhørende havbunnsrammer og havbunnsproduksjonsutstyr.
- I desember 2017 leverte Statoil på vegne av partnerskapet i Snorre Unit også plan for utbygging og drift (PUD) av Snorre Expansion Project til myndighetene. Sammen med overleveringen av PUD ble det signert kontrakter for undervannsproduksjonssystemet med

TechnipFMC, fabrikasjon og installasjon av rørbuntsystemet med Subsea 7, modifikasjoner på Snorre A med Aibel og rigg med Transocean.

Operatørene på norsk sokkel anslår investeringene innen rørtransport og utvinning av olje og gass til å bli 150,8 milliarder kroner for 2017²⁶. Det er om lag 70–80 milliarder kroner mindre enn toppårene 2013 og 2014, og 20 milliarder mindre enn 2016.

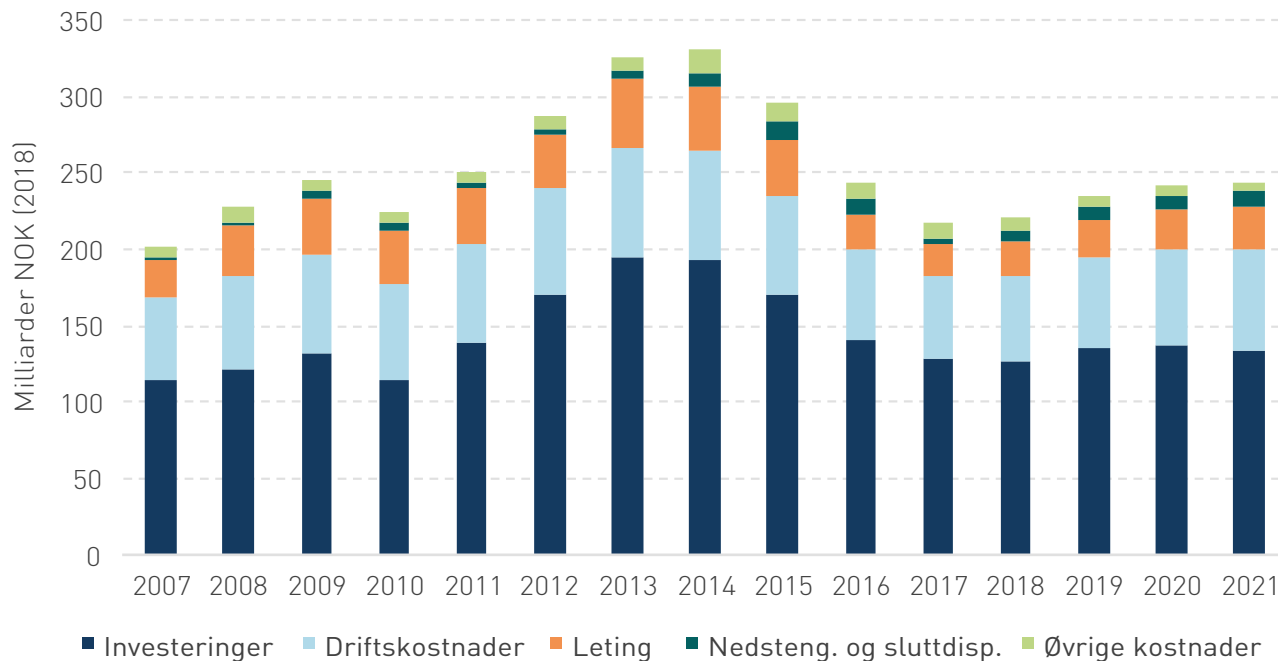
I 2017 har det blitt godkjent seks planer for utbygging og drift (PUD) for feltene Utgard, Byrding, Oda, Dvalin, Trestakk og Bauge. I tillegg er det godkjent endret PUD for Njord og Ekofisk Sør. Dette, sammen med blant annet innleveringer av sju planer for utbygging og drift i desember 2017, viser hvordan næringen sammen har klart å finne løsninger og realisere nye prosjekter.

Figur 2.29 viser en samlet prognose fra Oljedirektoratet for investeringer, driftskostnader, letetekostnader, konseptstudier, nedstengning og disponering på norsk sokkel. For alle de inkluderte kostnadskategoriene er nedgangen fra 2016 til 2017 anslått til om lag 12 prosent. Kostnadene for prosjekter innen utbygging og drift er redusert med 30–50 prosent de siste par årene.

26 <https://www.ssb.no/energi-og-industri/artikler-og-publikasjoner/nedjusterte-anslag-for-oljeinvesteringene-i-2017>

Figur 2.29.

Totalkostnader fordelt på kategori. Historiske tall for 2011–2016 og prognose for 2017–2021 (Kilde: Oljedirektoratet)

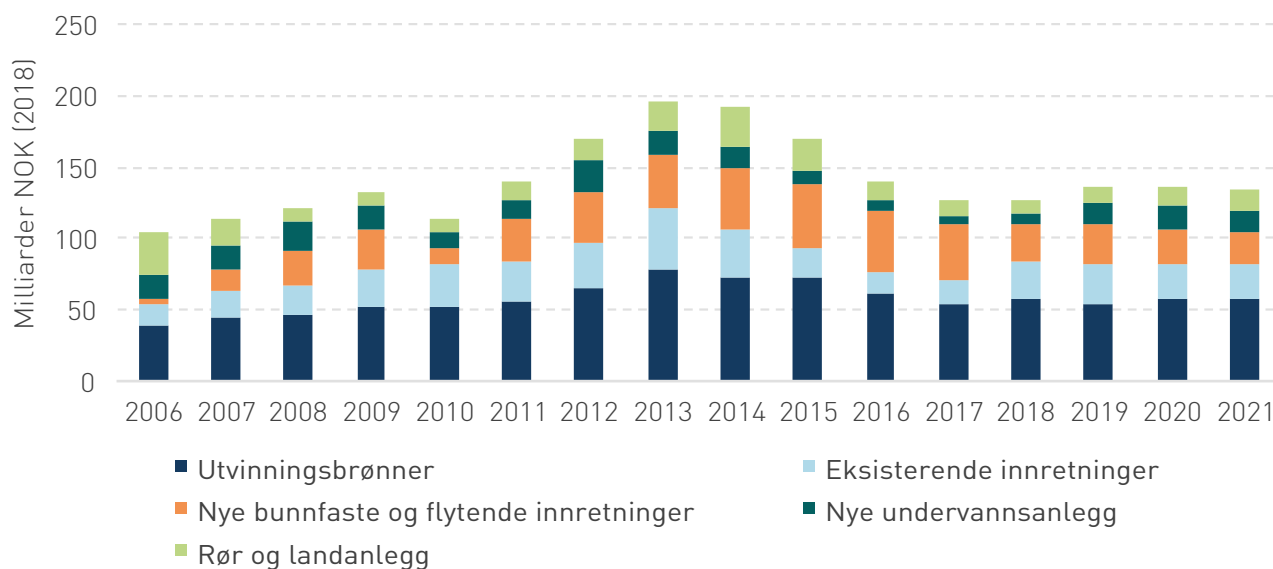


Kostnader har de senere år blitt redusert både for nyinvesteringer, drift, brønnboring og leting. Kontroll med kostnadsutviklingen er avgjørende for fremtidig lønnsom aktivitet på sokkelen. Det forutsetter at reduksjonene ikke er kortsiktige, men ivaretar hensynet til langsiktig verdiskaping og til helse, miljø og sikkerhet, og at leverandørindustrien er konkurransedyktig når aktiviteten på sokkelen igjen tiltar. Nedgangen i investeringene skyldes dels lavere aktivitet og dels redusert kostnadsnivå. Oppstart av en rekke nye prosjekter, både på felt i drift og nye feltutbygginger, forventes å bidra til økte investeringer fra og med 2019. Driftskostnadene og letetekostnadene vil også bli ytterligere redusert fra 2016 til 2017, for deretter å flate ut og gradvis øke.

Investeringer på eksisterende felt utgjør en betydelig andel av de samlede investeringene. Etter toppnivået i 2013 har investeringene på felt i drift falt betydelig. En viktig årsak til dette er at en del større feltprosjekter er slutført eller er i en avslutningsfase, uten at det er satt i gang tilsvarende nye store prosjekter.

Figur 2.30.

Investeringer fordelt på hovedkategorier, historiske tall for 2006–2016 og prognose for 2017–2021
(Kilde: Oljedirektoratet)



2.4.

NÆRINGENS NASJONALE KONKURRANSEKRAFT

Femti år med norsk olje- og gassvirksomhet har ikke bare gjort Norge til et av verdens rikeste land i økonomisk forstand. Norge har også fått en formidabel kunnskapsbank i form av kloke hoder, hender, teknologi og industrielle systemer. Næringen har gjort Norge til et kraftsenter for kunnskapsutvikling, innovasjon og nyskaping. Olje- og gassbransjens krav til helse, miljø og sikkerhet, teknisk krevende og kapitalintensive prosjekter og operasjoner og ikke minst betalingsvilje har vært godt egnet for kunnskapsintensiv industri i høykostlandet Norge.

I overskuelig fremtid vil olje- og gasselskaper verden over fortsatt være viktige kunder for denne industrien. Titusener av norske arbeidstakere vil ha utfordrende og meningsfylte arbeidsoppgaver og skape store verdier. Næringen har også sett at andre bransjer kan trekke veksler på kunnskapsbanken fra oljeindustrien. I 2014 ga Norsk olje og gass ut en beskrivelse av 26 eksempler på teknologioverføring fra olje- og gassektoren. Overvåking av hjertepasienter og finanstransaksjoner, lading av el-biler og romfart er noen eksempler²⁷. I 2017 kom oppfølgeren «Teknologioverføringer fra olje- og gassektoren», med eksempler blant annet innenfor fornybar energi, medisiner, helse, romfart, havbruk, fastlandsindustri, bygg og anlegg og reiseliv²⁸.

Norske aktører spiller i dag en sentral rolle i havvindprosjekter, bidrar til å bygge ut solenergianlegg og har blitt verdensledende på fiskeoppdrett. Dette er mulig på grunn av kompetanse og teknologiske løsninger som er utviklet fra den norske olje- og gassbransjen. Dette skaper nye virksomheter og arbeidsplasser som i sin tur blir nye norske eksportsuksesser. Fremover vil arbeidet med digitalisering i olje- og gassnæringen åpne opp nye vekstmuligheter for virksomheter i det vi kan kalle dataindustrien – og skape arbeidsplasser, løsninger og kompetanse som vil kunne bidra i en rekke andre næringer. Som en svært datarik bransje har olje- og gassnæringen et godt grunnlag for å skape en sterk norsk dataindustri.

Skal denne reisen fortsette, er det avgjørende at olje- og gassnæringen fortsatt klarer å rekruttere dyktige fagarbeidere, ingeniører og mennesker med humanitær fagbakgrunn. Det er nødvendig at ungdommen fortsatt velger fag og studieretninger som næringen etterspør. Skal norsk sokkel være et attraktivt investeringsområde, er tilgang på kompetanse en svært viktig faktor.

De siste årene har lavere olje- og gasspris, sammen med høyt kostnadsnivå, ført til en situasjon med lavere aktivitet, permitteringer og oppsigelser. I denne perioden har også næringens omdømme blitt utfordret, både direkte som følge av nedgangen og som følge av en offentlig debatt om ressursforvaltning, klima og framtidsutsikter. Det er derfor svært viktig at næringen deltar aktivt i den norske debatten og kommuniserer hvor den står i dag, hvordan den vil bidra fremover, og hvilke muligheter dette gir for samfunnet og den enkelte arbeidstaker.

2.4.1.

Næringens omdømme i dag

I Norge har olje- og gassnæringen i dag et relativt godt omdømme blant befolkningen²⁹. Over 75 prosent av befolkningen gir uttrykk for at deres inntrykk av næringen er godt, veldig godt eller ekstremt godt, mens bare under 4 prosent ikke har et godt inntrykk i det hele tatt. Over 81 prosent av befolkningen opplever at næringens evne til innovasjon og teknologit utvikling er bra, veldig bra eller utmerket. Dette bildet samsvarer i stor grad med hvordan den norske olje- og gassnæringen ser på seg selv som den viktigste drivkraften for innovasjon og teknologit utvikling i det norske samfunnet (se figur 2.31–2.33.).

Inntektene fra olje- og gassnæringen er en viktig finansieringskilde for Norge. Oljefondet (Statens pensjonsfond utland) henter sine inntekter fra netto kontantstrøm fra petroleumsvirksomheten, netto finanstransaksjoner knyttet til petroleumsvirksomhet og fondets avkastning. Fondet er i dag på over 8300 milliarder kroner³⁰. Sammenhengen mellom olje- og gassnæringen og dens bidrag til norsk økonomi er så å si universalt anerkjent i den norske befolkningen, hvor nær alle (97,6 prosent) anerkjenner at olje- og gassnæringen gir et viktig bidrag til norsk økonomi.

27 <https://www.norskoljeoggass.no/no/Publikasjoner/Arskonferanse-rapporter-/Grensepsrengene-/>

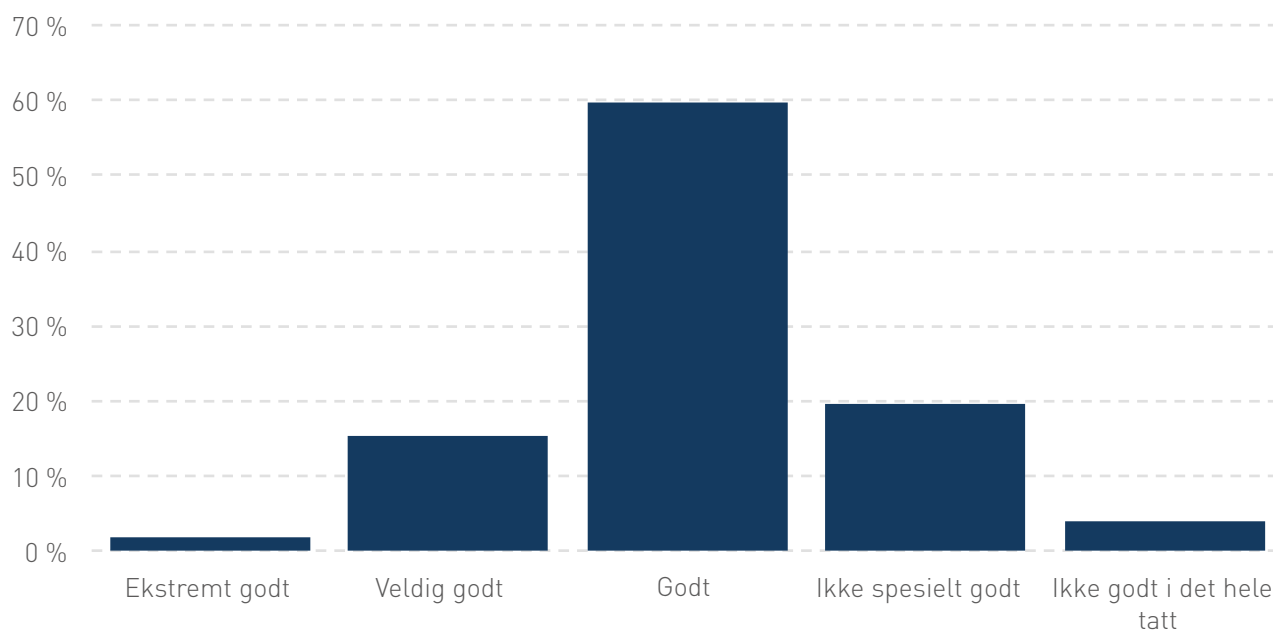
28 <https://www.norskoljeoggass.no/no/Nyheter/2017/26-teknologier-for-fremtiden/>

29 Meningsmålingene baseres på Kantar TNS, 01.07.17–31.10.17, 1450 respondenter.

30 Per 21. november 2017, <https://www.nbim.no/no/>

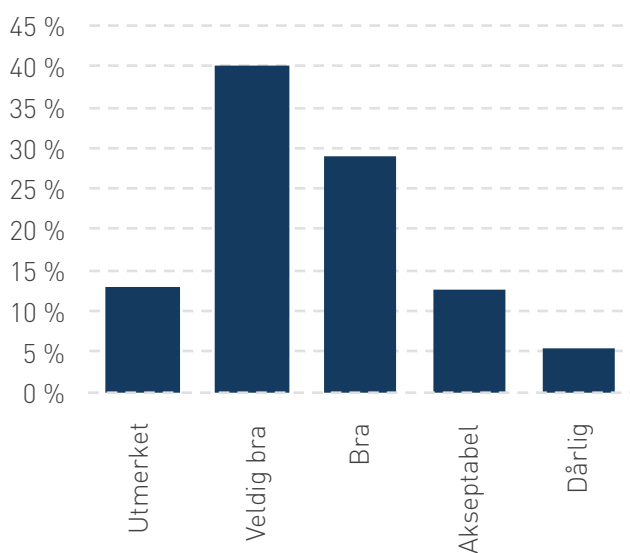
Figur 2.31.

Spørsmål: Hvor godt eller dårlig er ditt inntrykk av olje- og gassnæringen?



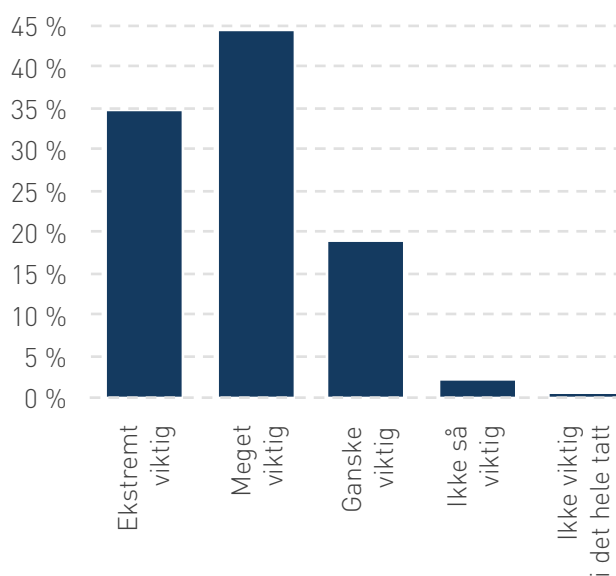
Figur 2.32.

Spørsmål: Hva synes du om olje- og gassnæringens evne til innovasjon og teknologiutvikling?



Figur 2.33.

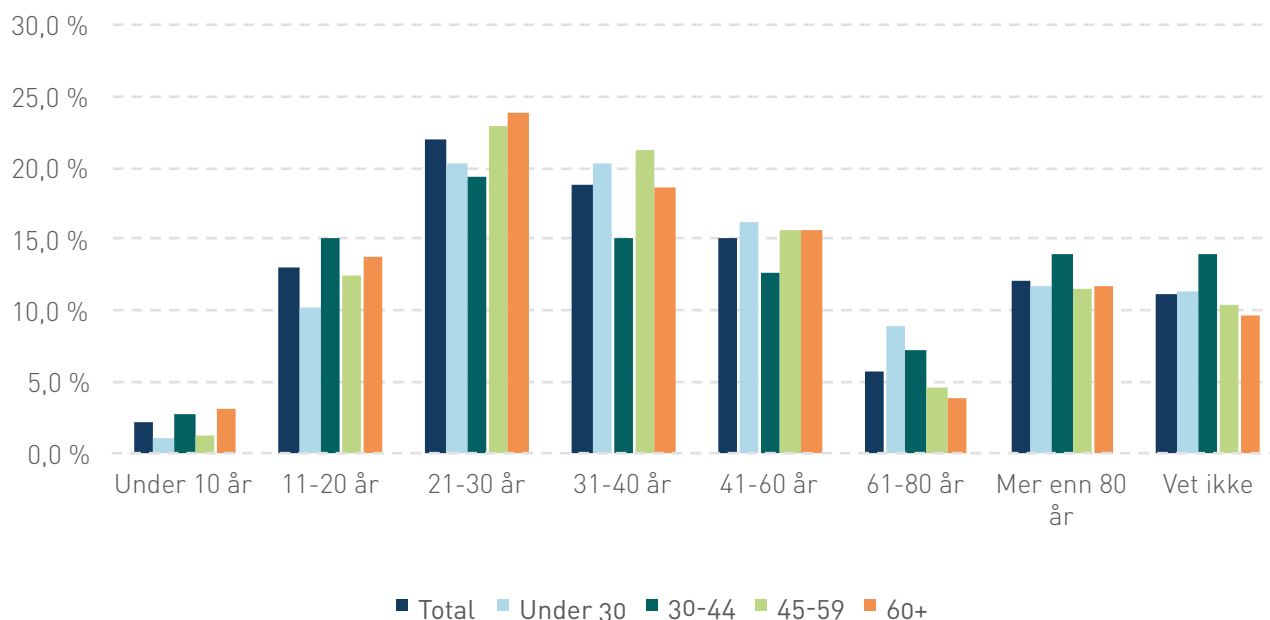
Spørsmål: Hvor viktig mener du bidraget fra olje- og gassnæringen er for norsk økonomi?



Til tross for et relativt sterkt omdømme i den norske befolkningen, spesielt når det gjelder betydningen for norsk økonomi og evne til teknologi og innovasjon, står olje- og gassnæringen overfor noen omdømmeutfordringer i fremtiden. Den samme undersøkelsen viser at befolkningen har liten tro på næringens fremtid. Ser vi på tidshorisonten for forventningene til fornybar energi (sol, vind og vann) og når disse skal ta HELT over for fossil energi (olje, gass, kull) er det over 35 prosent av befolkningen som antar at det totale skiftet vil skje 21–30 år frem i tid, altså i tidsrommet 2038–2047. Av de som er under 30 år, mener over halvparten at fornybar energi skal ta HELT over for fossil energi før 2050. Selv om disse forventningene ikke anses som realistiske av de aller fleste som analyserer den globale energisituasjonen (se kapittel 2.2), er det alvorlig for bransjens omdømme.

Figur 2.34.

Spørsmål: Hvor lenge tror du det er til fornybar energi (som f. eks sol, vind, vann) tar HELT over for fossil energi (olje, gass og kull)?



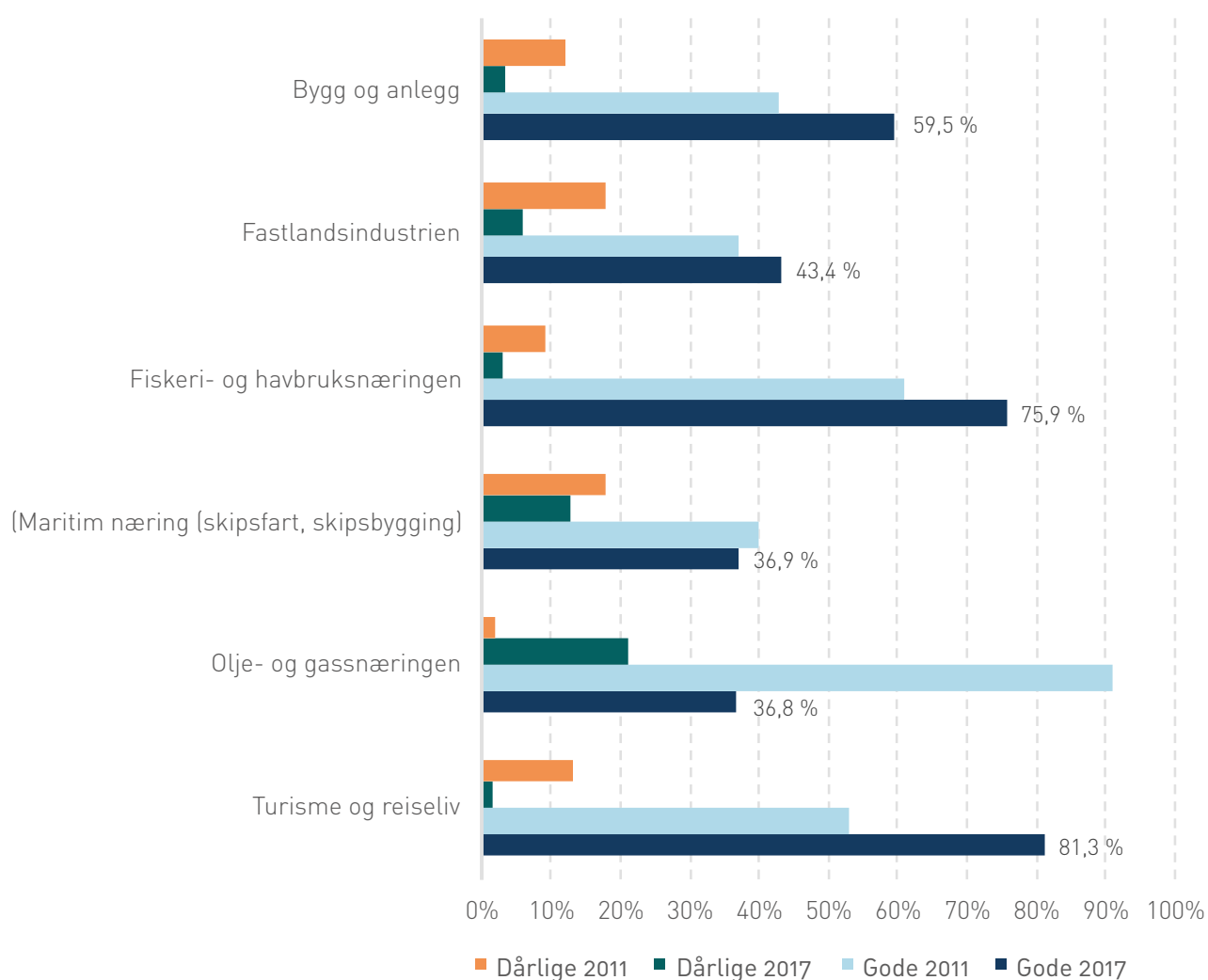
Ser vi på hvordan befolkningen vurderer framtidsutsiktene til ulike næringer er troen på olje- og gassnæringen den laveste blant de utvalgte næringene. I dag mener bare 36,8 prosent av befolkningen at framtidsutsiktene er gode for næringen, mens litt over 20 prosent mener framtidsutsiktene er dårlige.

I en tilsvarende undersøkelse fra 2011 svarte over 90 prosent av befolkningen at framtidsutsiktene var gode for olje- og gassnæringen. Troen på fremtiden til næringen har dermed blitt kraftig redusert fra 2011 til 2017, hvor over 50 prosent færre av befolkningen har god tro på næringen. Figur 2.35 viser også at fremtidstroen på turisme og reiseliv har økt med over 30 prosentpoeng i denne perioden.

En annen indikator på hvordan folk i Norge ser på olje og gassnæringens fremtid, er om de ville anbefale en person de bryr seg om, å ta en utdanning rettet mot denne sektoren. Som figur 2.36 viser, ville over halvparten av befolkningen, uavhengig av alder og geografi, ikke ha anbefalt dette.

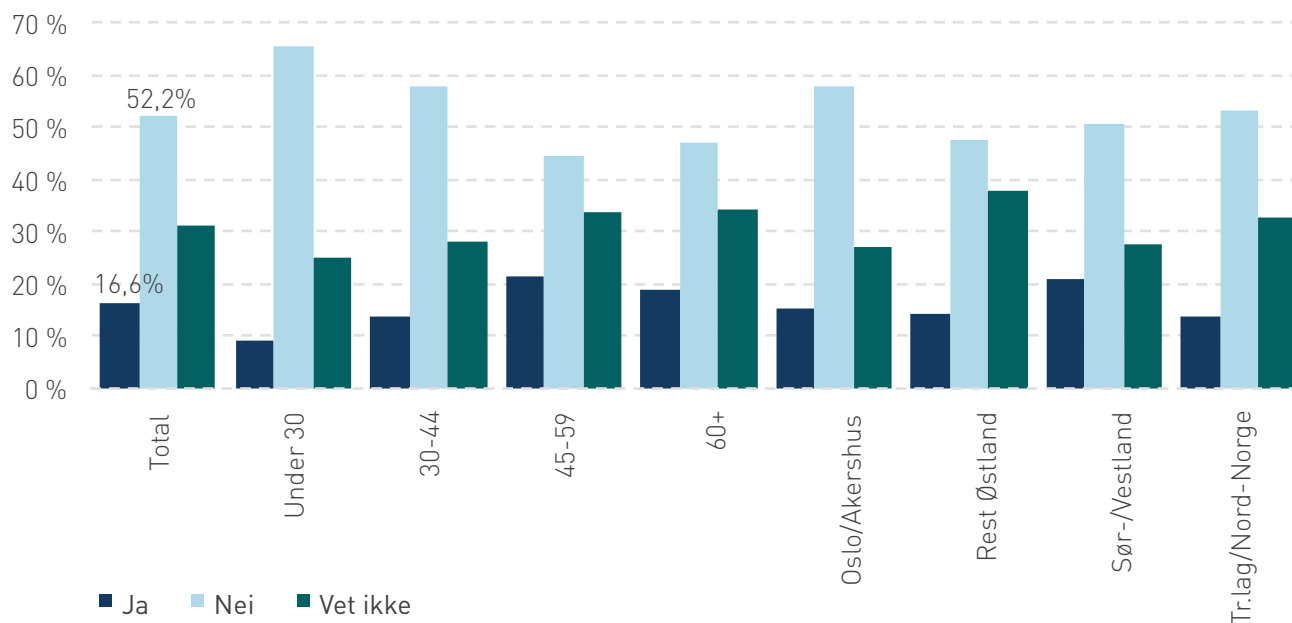
Figur 2.35.

Hvor gode eller dårlige framtidsutsikter ser du for følgende næringer i Norge for de nærmeste årene?
(Kilde: Kantar TNS 2017 og Synovate Norge desember 2011)



Figur 2.36.

Spørsmål: Tenk deg at noen du bryr deg om (familie eller venner), spurte deg om råd om hvilken utdanning de burde velge. Ville du ha anbefalt en utdanning rettet mot olje- og gassnæringen?



2.4.2.

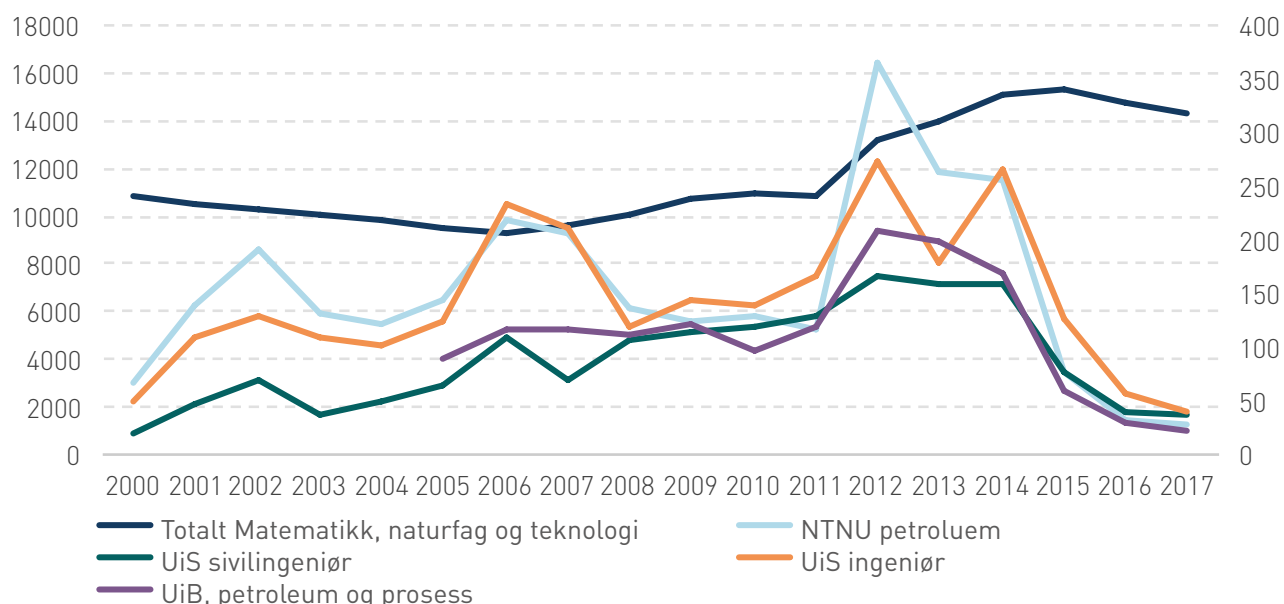
Hva velger ungdommen og de nyutdannede?

Hvordan agerer ungdommer i en situasjon hvor olje- og gassnæringen har et relativt godt omdømme blant befolkningen generelt i Norge, mens det er lav fremtidstro på næringen? Hvordan påvirker dette ungdommer og nyutdannede studenter?

Søkertallene til høyere utdanning for realfag, ingeniør og sivilingeniør har vært økende de siste ti årene, men med en liten nedgang de siste årene. Det er en generell bekymring for Norge som nasjon at færre ønsker å ta denne typen utdanning. For de som tar petroleumsrettede studier, er utviklingen en annen, med store svingninger. Tidlig i 2000-årene og i 2006–2007 var det et oppsving i søkertallene til de petroleumsrettede studiene. I 2012, da fremtidstroen på næringen var svært høy, doblet søkertallene seg. De siste årene har det derimot vært et drastisk fall i søkere både til ingeniør- og sivilingeniørstudiet til petroleumsrettede fag.

Figur 2.37.

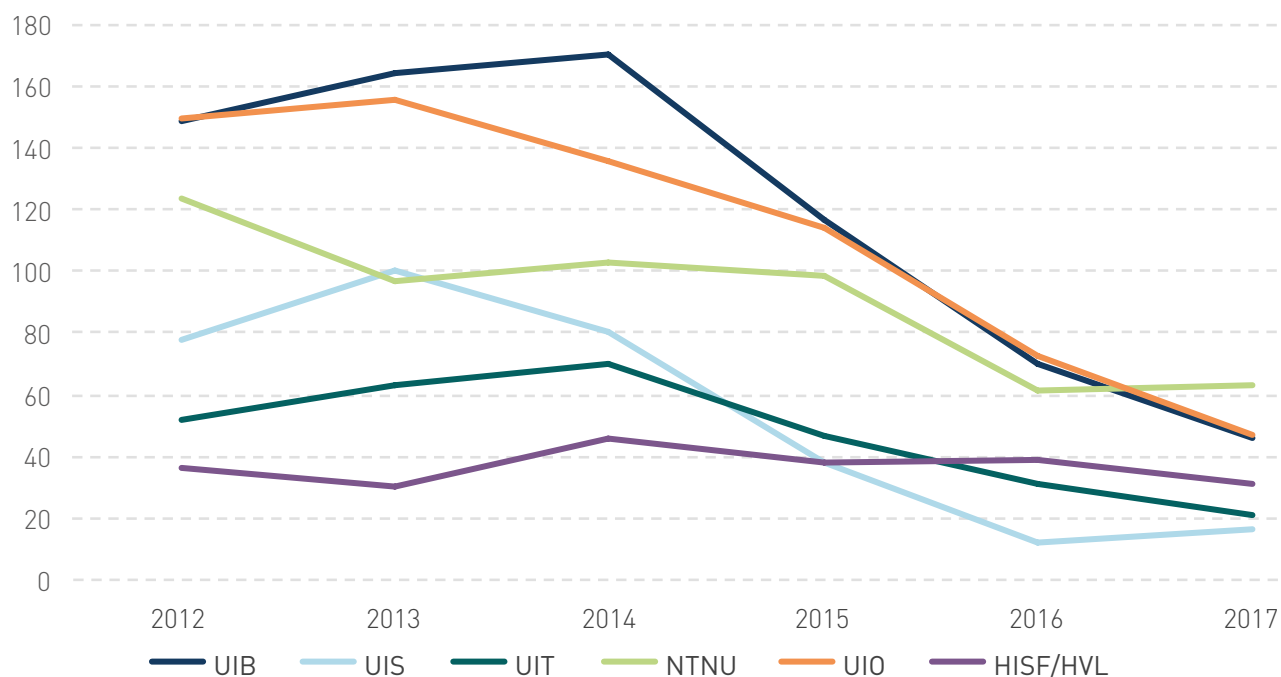
Totalt antall søkere til studier innen matematikk, naturfag og teknologi (venstre akse), og totalt antall primærsøkere innen ulike petroleumsrettede studier (høyre akse) (Kilde: Samordnet opptak)



Den samme utviklingen de siste fem årene ser en også innenfor geologistudiet, men her kom fallet litt senere.

Figur 2.38.

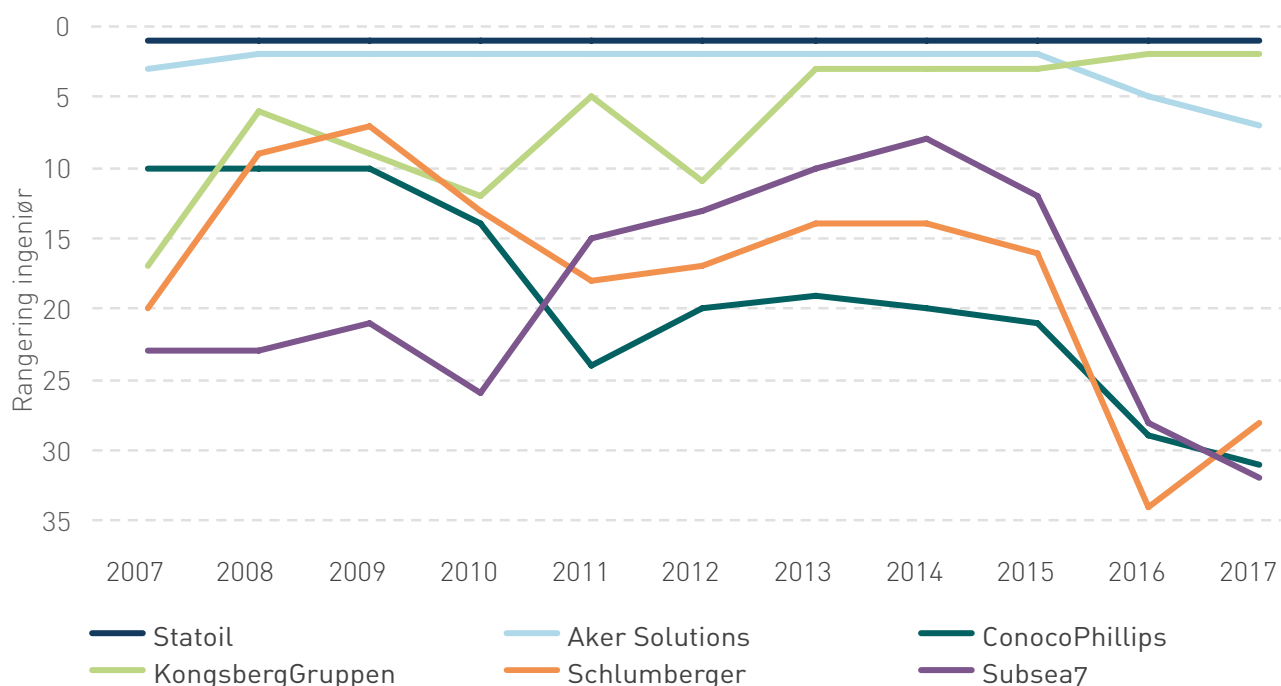
Primærsøkere til geologi de siste fem årene (Kilde: Samordnet opptak)



Dette trendbildet er imidlertid ikke like tydelig når en ser på hvor studenter under utdanning ønsker å jobbe etter fullført utdanning. Figuren nedenfor viser hvordan ingeniørstudenter rangerer noen utvalgte selskaper de siste ti årene. Statoil er rangert som nummer 1 i hele denne perioden (men prosentvis har tallet gått tilbake fra 33 prosent i 2013 til 19 prosent i 2017). For de andre av disse selskapene ser en at attraktiviteten har falt litt de siste årene, med unntak av Kongsberg Gruppen.

Figur 2.39.

Rangering av selskaper ingeniørstudenter ønsker å arbeide i, perioden 2007 – 2017 (Kilde: Universium)



3.3.3.

"Den nye oljen"

Situasjonen til olje- og gassnæringen sammenfaller med de utfordringene prosjektet «Den nye oljen»³¹ så for næringen i dag. Basert på summen av inntrykk, samtaler og diskusjoner med nærmere 11 000 mennesker, der 7000 av dem var studenter og elever, ønsket «Den nye oljen» å vise frem meningene til tusenvis av unge fra hele Norge. De forsøkte å representere sine jevnaldrende ved å fortelle hvorfor olje- og gassbransjen ikke når ut til de unge i dag, og hva bransjen kan endre for å gjøre det i fremtiden. På bakgrunn av dette kom de med fire påstander og fire tiltak for den norske olje- og gassnæringen.

31 Prosjektet «Den nye oljen» ble startet for å engasjere dagens unge i en faktabasert samfunnsdebatt knyttet til energi, klima, teknologi og velferd. Bransjeorganisasjonen Norsk olje og gass ansatte fem studenter i et år (2016–2017) for å reise landet rundt for å møte elever på videregående skoler, høyskoler og universiteter. Les hele sluttrapporten deres her: <https://norskoljeoggass.no/Global/Rapport%20Den%20Nye%20Oljen.pdf>

Påstand 1: Olje- og gassbransjen ser på seg selv som en del av klimaløsningen og erkjenner ikke at de er en del av problemet.

Bevisstheten rundt klimaproblemene og den tilhørende bekymringen rundt en usikker fremtid er et av de mest fremtredende temaene for den norske befolkningen, spesielt for unge.

Tiltak:

- Det er viktig at olje- og gassbransjen forstår hvor viktig klimaproblemene er for de unge i dag. Første steg er derfor å anerkjenne dette og slutte å motarbeide det ved å prøve å fortelle unge at andre hensyn, for eksempel energi, er viktigere.
- Ved å erkjenne at bransjen er en kilde til utslipp, men også teknologi og kunnskap, kan bransjen få større troverdighet som klimaløsning. Ydmykhet er en egenskap olje- og gassbransjen med fordel kan øve på.

Påstand 2: Olje- og gassbransjen presenterer ikke en fremtid som de unge ønsker å heie på.

Den nye oljen har erfart at argumentasjonen til olje- og gasselskaper ikke treffer de unge. Det er deres inntrykk at hovedårsaken til dette er at bransjen argumenterer med et verdigrunnlag som fremstår som irrelevant og uinteressant for dagens unge.

Tiltak:

- Nøkkelen til å kommunisere med dagens unge ligger i å forstå forskjellen mellom de ulike generasjonene.
- Snakk til de unge og ikke til deres egen generasjon. Dagens unge er i større grad styrt av drømmer og ambisjoner enn rene fakta. Det er målgruppen som burde bestemme hvordan budskapet utformes, og for unge betyr det at budskapet må oppfylle minst ett av de to øverste nivåene i Maslows behovspyramide: egoistiske behov og behovet for selvrealisering.
- Maslows behovspyramide: Pyramiden består av fem nivåer som beskriver menneskets behov. Unge i dag har gjennom hele oppveksten vært dekket av de tre nederste nivåene, altså fysiske behov, sikkerhetsbehov og sosiale behov. Som en konsekvens av dette tar de dem for gitt. De baserer sine livsmål på de to øverste nivåene i pyramiden: egoistiske behov og behovet for selvrealisering.
- Velferdsargumenter og «den grønne sirkelen»: Olje- og gassnæringens velferdsargumenter fungerer mot sin hensikt. De skaper avstand mellom bransjen og de unge, da dagens unge baserer sine livsmål på de to øverste nivåene i

behovspyramiden. Unge anerkjenner ikke hvor viktig olje og gassnæringen er for Norge, men oppfatter at Norge er for avhengig av en døende næring. Derfor blir de bekymret for sitt eget velferdsnivå når olje- og gassen tar slutt, og ender opp med å bli enda mer opptatt av at Norge må satse grønt og fornybart.



Påstand 3: Olje- og gassbransjen kan for mye til å forstå de unges ståsted.

Den nye oljen tror ikke olje- og gassbransjen og unge i dag skilles på grunn av mangel på kunnskap, men som følge av en kamp mellom realisme og optimisme.

Tiltak:

- Dersom olje- og gassbransjens realistiske kommunikasjon skal treffe unge i dag, burde bransjen først og fremst innse at det er deres budskap som må tilpasses målgruppen, og ikke omvendt.
- Dagens unge håndplukker den informasjonen de selv ønsker, og kunnskapen kan til tider være ensidig. De ser teknologiske, globale og økonomiske sammenhenger i et lys som skiller seg fra den sannheten olje- og gassbransjen ønsker å formidle. Hvis man skal kommunisere med de unge, er det derfor viktig at man forstår hvordan tematikken knyttes til menneskelige verdier, ambisjoner og fremtidsstro, og at man ikke bare presser på med fakta.
- Dette betyr ikke at olje- og gassbransjen skal endre sin kommunikasjonsmodell fra å være faktaorientert, som er en av styrkene til bransjen. Det som derimot er viktigere, er å vektlegge enkelte argumenter mer enn andre, og at det bygges en solid historie rundt dem. Det som er avgjørende, er at bransjen samtidig er ærlig på hva olje og gass utgjør av deres portefølje, slik

at ulik vektlegging av argumenter ikke oppfattes som «grønnmaling av bransjen». Bransjen må ikke finne opp kruttet på nytt. Det å legge spesiell vekt på en spesifikk del av selskapet og kommunisere det ut til unge, har blitt gjort tidligere av andre bransjer som vanligvis oppfattes som konservative.

Påstand 4. Olje- og gassbransjens «one size fits all»-kommunikasjon sikter bredt, men treffer få.

Kombinasjonen av økt klimafokus og en sterkt redusert oljepris har gjort at olje- og gassbransjens kommunikasjon har blitt utfordret til debatt på en rekke nye arenaer.

Tiltak:

- For at olje- og gassbransjen skal nå ut til de ulike målgruppene, og da spesielt de yngre, må budskapet tilpasses hver enkelt målgruppe.
- Kombinasjonen av økt klimafokus og en sterkt redusert oljepris har gjort at olje- og gassbransjens kommunikasjon har blitt utfordret

og debattert på en rekke nye arenaer. Debatten og olje- og gassbransjens fremtid er allemannseie. Olje- og gassbransjen har i liten grad møtt opp i disse debattene. I den grad de har møtt opp, har mange av de samme argumentene som ble benyttet i høykonjunktur, også blitt benyttet i lavkonjunktur.

- Olje- og gassbransjen må differensiere kommunikasjonen mellom rekruttering og omdømme etter hvem man snakker med.

Rekruttering ingeniørstudenter

- Lojal studentmasse
- Bransjen må se viktigheten av å beholde studentenes lojalitet ved å vise at de fortsatt er relevante
- Stort ønske om å bli sett selv i lavkonjunktur

Tiltak:

- Øke varighet på praktikantstillinger
- Integrere olje- og gassselskapers problemstillinger i studentens studieplan

Omdømme ingeniørstudenter

- Bransjen omdømme avhenger av at de må ikke «glemmer» studentene i dårlige tider, og at man ikke love mer enn man kan holde.

Prinsipper å etterleve for bransjen:

- ærlighet
- imøtekommenhet
- tilgjengelighet

KOMMUNIKASJON

Rekruttering av andre unge

- Studenter ved videregående skoler, høyskoler og universitet som ikke har tilknytning til bransjen, er i utgangspunktet negativt innstilt.
- Bransjen er ikke en attraktiv arbeidsgiver for humanistiske fag.
- Bransjen må vise at den består av mer enn ingeniører og økonomer, og at det finnes arbeidsmuligheter innenfor kommunikasjon, HR, politikk og juss.

Omdømme andre unge

- Fremtidig omdømme i denne målgruppen avhenger av hvor effektivt bransjen formidler budskapet i påstandene (1-4), knyttet til hvordan bransjen kommuniserer arbeidet innenfor klima og framtidsutsikter.
- Kommunikasjon på arenaer hvor de unge ønsker å høre bransjen:
 - skape unge ambassadører
 - sosiale medier
 - ansikt – til – ansikt - møter

2.4.3.1.

Ny tro på fremtiden

Befolkningen har et godt inntrykk av olje- og gassnæringen. Arbeidet med innovasjon og teknologiutvikling er høyt anerkjent, og nær hele befolkningen forstår verdien av olje og gass for landets økonomi, velferd og muligheter til utvikling.

Samtidig ser vi at befolkningen har mindre tro på næringens fremtid. Mange forventer at fornybare og klimavennlige energiløsninger skal erstatte olje og gass helt i nær fremtid. Spesielt den yngre generasjon tror mindre på bransjens fremtid nå enn for fem år siden. Det dårlige arbeidsmarkedet i bransjen de siste årene har forsterket dette inntrykket.

«Den nye oljen» utfordret og representerte sine jevnaldrende med å forklare hvorfor olje- og gassnæringen ikke når ut til de unge i dag. De kommer med fire påstander og med klare råd til hvordan næringen for å snu denne trenden. Basert på dette anbefales det derfor at:

- Olje- og gassbransjen (selskapene, ledere, nøkkelpersoner, organisasjoner og myndighetsmiljøer) må delta aktivt gjennom engasjerende dialog om næringens rolle i fremtiden. Industrien trenger flere talspersoner.
- Hele olje- og gassnæringen bør bidra mer til å synliggjøre den kompetansen, innovasjonskraften og muligheten for vekst/nyskaping som finnes i bransjen. Bransjen må få bedre frem hvordan olje- og gassindustrien bidrar til å utvikle annen industri – for eksempel andre havromsnæringer, fornybarindustrien og den voksende dataindustrien.
- Olje- og gassnæringen må flittigere bruke tidsriktige forum og metoder for å nå ulike grupper, og da spesielt den yngre generasjon.
- Den prosessen med digitalisering som norsk olje- og gassnæring nå går inn i, gir mange nye muligheter for både unge mennesker og også små start-up-miljøer. Dette skaper interessante jobbmuligheter og er viktig i kommunikasjonen fremover.

Vedlegg 1: Prosjektbeskrivelse: Utvalgets mandat, struktur og metodikk

1.1.

OPPNEVNING OG SAMMENSETNING AV UTVALGET

KonKrafts Råd satte 31. januar 2017 ned et utvalg for prosjektet «Konkurranssekraft – norsk sokkel i endring». Utvalget skal levere sine endelige anbefalinger til KonKrafts råd innen 1. januar 2018.

KonKrafts råd vil ta stilling til utvalgets forslag og anbefalinger når utvalget har sluttført arbeidet sitt.

Rådet ønsket et utvalg og en utvalgsleder med bred kunnskap om olje og gassnæringene, og med solid industriell og faglig bakgrunn. Utvalget skulle ha medlemmer fra KonKrafts deltakende organisasjoner og bedrifter.

Utvalgets sammensetning:

- Walter Qvam, leder av utvalget
- Jannicke Nilsson, konserndirektør, Statoil
- Alv B. Solheim, teknisk direktør og visedirektør, Wintershall Norge
- Atle Tranøy, konserntillitsvalgt, Aker ASA
- Hans-Christian Gabrielsen, leder, LO
- Lill Heidi Bakkerud, nestleder, Industri Energi
- Jan Arve Haugan, konsernsjef, Kværner
- Linn Cecilie Moholt, administrerende direktør, Carsten Moholt (frem til 13. november 2017)
- Jakob Korsgaard, administrerende direktør, Maersk Drilling Norge AS
- Monica Bjørkmann, administrerende direktør, Subsea 7 Norway
- Ann-Christin Andersen, digitalsjef, TechnipFMC global (fra 13. november 2017)

Prosjektet har mottatt finansiell støtte fra Olje- og energidepartementet (OED) på 2,5 millioner. OED har gjennom hele prosjektperioden hatt mulighet til å være observatør i møtene til utvalget og arbeidsgruppene. Utvalgets medlemmer har utført arbeidet ved siden av sine ordinære stillinger og verv.

Kvinneandelen i utvalget er 40 prosent.

Prosjektet har gjennom hele perioden hatt et sekretariat på tre personer.

Sekretariat for prosjektet:

- Ståle Tungesvik, prosjektleder (fristilt på fulltid fra sin ordinære stilling i Statoil).
- Roger Pedersen, sekretariatsleder i KonKraft
- Inger Hoff, rådgiver i KonKraft

1.2

UTVALGETS MANDAT FRA KONKRAFTS RÅD FRA 31. JANUAR 2017

Bakgrunn

Siden årtusenskiftet har norsk sokkel vært gjennom en periode med sterk investeringsvekst og kraftig økende kostnader, drevet av høy aktivitet og økende olje- og gasspriser. Lavere olje- og gasspriser de siste årene har – sammen med høyt kostnadsnivå – ført til en situasjon med lavere aktivitet, permitteringer og oppsigelser, og dermed mye arbeid for å få kostnadene ned og konkurranseskraften opp.

Sammensetningen av aktører på sokkelen har også gått gjennom store endringer. Etter innføringen av TFO-ordningen og leterefusjonsordningen tidlig i 2000-årene etablerte mange mellomstore og små oljeselskap seg i Norge, og tildelings- og leteaktiviteten var kraftig stigende. I dag er leteaktiviteten og funnsuksessen fallende, bransjen er preget av konsolideringer, og det er redusert interesse for norsk sokkel fra flere store, internasjonale aktører. I tillegg blir det færre av de rene leteselskapene.

Klimaavtalen i Paris har ført til mye høyere krav og forventninger til reduksjon i klimagassutslipp og til at olje- og gassbransjen må dreie virksomheten i en mer klimavennlig retning.

Samtidig opplever verden stor teknologisk og kommersiell utvikling, ikke minst når det gjelder informasjonsteknologi og material- og produksjonsteknologi. Dette har åpnet for automatisering og fjernstyring av viktige prosesser i petroleumsindustrien og innenfor fabrikasjon av komponenter og anlegg. Dette har sammen med globale gjennomføringsmodeller bidratt til store endringer i forretningsmodeller, arbeidsformer og arbeidsverktøy, bemanning, logistikk og transport. Samtidig blir det arbeidet mye med modernisering av tekniske standarder og industrialisering i hele verdikjeden.

I denne situasjonen ser en samlet olje- og gassbransje behovet for varige effektivitets- og kostnadsforbedringer gjennom ulike tiltak og bedre samhandling. Målet er å sikre fortsatt høy aktivitet på norsk sokkel, hvor bedriftsøkonomisk og samfunnsøkonomisk verdiskaping ligger i bunnen. Det er avgjørende at de tiltakene man setter i verk, gir varig og langsiktig virkning. Også myndighetene har uttrykt tydelige forventninger til at industrien må gjøre det som er mulig for å sikre denne næringens og selskapenes langsiktige framtid i Norge.

På den bakgrunn vil KonKraft med dette prosjektet bidra til å sikre fortsatt konkurransekraft for en sokkel i endring.

Formål

Formålet med prosjektet er å sikre verdiskaping, arbeidsplasser og global konkurransekraft for den norske olje- og gassnæringen på lang sikt. Viktige oppgaver vil være å

- sikre at kostnadsreduksjoner og tiltak fører til reelle, varige og langsiktige endringer
- sikre et aktivitetsnivå som opprettholder og videreutvikler den norske kompetanse- og leverandørklyngen
- sørge for at høy norsk andel er attraktivt både av bedriftsøkonomiske og samfunnsøkonomiske hensyn
- foreslå nødvendige forbedringer i rammebetingelsene overfor myndighetene
- anbefale tiltak fra bransjen og fra myndighetene for å realisere samfunnsøkonomisk lønnsomme prosjekter
- foreslå kortsiktige tiltak dersom det gir grunnlag for å sikre langsiktig verdiskaping
- ivareta relevante deler av handlingsplanen for «Veikart for norsk sokkel – verdiskaping og reduserte klimagassutslipp på norsk sokkel fram mot 2030 og 2050»
- øke bruken av digitale løsninger, automatisering og robotisering
- øke innsatsen innen standardisering, forenkling og industrialisering

- øke kostnadseffektiviteten i virksomheten til olje- og gassnæringen
- styrke samarbeidet mellom operatører og leverandører gjennom økt samhandling, effektive grensesnitt, gjenbruk av løsninger og erfaringsoverføring

Tidsplan

Prosjektet starter opp 31. januar 2017 og skal avsluttes innen utgangen av 2017.

Organisering

Forslag til organisering av arbeidet:

- KonKrafts råd gir mandat for arbeidet og oppnevner et utvalg som har bred kunnskap om næringen, inkludert en utvalgsleder.
- Utvalget skal ha medlemmer fra KonKrafts deltakende organisasjoner og bedrifter. Det kan også oppnevnes andre medlemmer med relevant faglig eller industriell bakgrunn. OED får tilbud om å være observatør i utvalget.
- Utvalget skal ledes av en profilert og erfaren næringslivsleder som kjenner næringens utfordringer, og som kan skape engasjement og nasjonal oppmerksomhet rundt prosjektets mål, aktiviteter og resultater.
- KonKrafts sekretariat gir administrativ og praktisk støtte til utvalget. Sekretariatet styrkes midlertidig med en person med bred erfaring fra næringen. Norsk olje og gass vil være arbeidsgiver, eventuelt kontraktspartner, og sørge for kontorfasiliteter.
- Utvalget setter ned underutvalg/arbeidsgrupper etter behov.
- Det skal etableres samarbeid med OG21, Maritim21, det pågående arbeidet med revisjon og oppdatering av NORSOK-standardene, standardkontraktsstyret og så videre.
- Det stilles ikke krav til at utvalgets rapport skal representere en konsensus i næringen.
- KonKrafts råd vil ta stilling til utvalgets forslag og anbefalinger når utvalget har sluttført sitt arbeid.
- Utvalget skal levere sin endelige tilrådning innen 1. januar 2018.

1.3

UTVALGETS ARBEID

Utvalget har hatt 8 heldagsmøter. Eksterne bidragsytere har vært invitert (se liste).

- **Utvalgsmøte 1:** 16. februar 2017, Oslo.
- **Utvalgsmøte 2:** 3. april 2017, Oslo.
 - Rune Fjelstad, administrerende direktør, Sparebank 1 BV.
 - Alexandra Beck Gjörv, administrerende direktør, SINTEF.
- **Utvalgsmøte 3:** 22. juni 2017, Oslo
 - Lederne fra arbeidsgruppene presenterte status og utvalget gav tilbakemeldinger.
- **Utvalgsmøte 4:** 31. august 2017, Stavanger.
 - Anita Stenhaug, leder for arbeidsgruppe drift, Statoil
 - Hildegunn T. Blindheim, direktør klima og miljø, Norsk olje og gass.
- **Utvalgsmøte 5:** 17. oktober 2017, Stavanger
 - Rystad Energy
 - Torbjørn F. Folgerø, VP Digital, Statoil
 - Karl Johnny Hersvik, administrerende direktør AK BP
 - Lederne fra arbeidsgruppene presenterte status og utvalget gav tilbakemeldinger.
- **Utvalgsmøte 6:** 6. desember 2017, Oslo
- **Utvalgsmøte 7:** 14. desember 2017, Oslo
- **Utvalgsmøte 8:** 3. januar 2017, Oslo

Utvalget satte med bakgrunn i sitt mandat ned fire faglige partssammensatte arbeidsgrupper for å kunne danne seg et helhetlig bilde av bransjens bredde og dybde innenfor de ulike fagfeltene. Disse arbeidsgruppene var tilgang og leting, brønnleveranse, feltutvikling, og drift. Gruppenes bidrag har hatt stor verdi for utvalgets anbefalinger til KonKrafts råd.

Arbeidsgruppene har hatt en hyppig møteaktivitet. I regi av prosjektets sekretariat har det vært avholdt tre fellesgruppemøter, med eksterne foredragsholdere. I tillegg har arbeidsgruppene selv strukturert sitt eget arbeid, med eksterne foredragsholdere, og ved behov opprettet egne undergrupper.

Dette er en fullstendig oversikt over fellesmøtene i regi av sekretariatet og eksterne foredragsholdere på møtene:

- **Fellesmøte 1:** 18 mai 2017, Stavanger.
 - Ander Brun, leder olje- og gass, McKinsey Company
 - Pål Wæhle, prosjektleder, Toppindustrisenteret
- **Fellesmøte 2:** 22. August 2017, Stavanger.
 - Hildegunn T. Blindheim, direktør klima og miljø, Norsk olje og gass.

- Torbjørn F. Folgerø, VP Digital, Statoil
- Lennart Christensson, Digital Product Leader APM/OEM, GE Digital.
- **Fellesmøte 3:** 28. September, Stavanger.
 - Torger Rød, SVP, Head of Project Development, Statoil.
 - Per- Arne Røstadsand, leder sektorstyret petroleum, Standard Norge.
 - Christopher Sveen, advokat innenfor feltet standardkontrakter og innkjøpsbetingelser, Haavind

1.3.1.

Avgrensninger i utvalgets arbeid

KonKraft ga i 2016 ut to rapporter: «Nordover – norsk sokkel i endring» og «Klima – norsk sokkel i endring». Den førstnevnte rapporten tar for seg KonKraft-organisasjonenes felles syn på hvor viktig det er å ta i bruk det økte mulighetsrommet i nord. Formålet er å sikre verdiskaping, robuste kompetansemiljø og ivareta sysselsetting. Den andre beskriver hvordan norsk petroleumsnæring kontinuerlig arbeider med å redusere klimautslippene. Her blir det omtalt hvilke fremtidsmuligheter for vekst og utvikling som ligger i å ta i bruk gode klimaløsninger, basert på kompetansen til den norske petroleumsnæringen.

Disse to rapportene har satt rammene for utvalgets arbeid. Flere av temaene i rapportene sammenfaller med utvalgets mandat og har følgelig ikke blitt behandlet på nytt. Utvalget har derimot vist til KonKrafts tidligere arbeid og har ved behov kommet med ytterligere anbefalinger.

Utvalget har ikke foreslått tiltak som er knyttet til tariffoppgjørene mellom partene, for eksempel rotasjonsordningen 2–4.

De fiskale rammevilkårene har betydning for attraktiviteten til norsk sokkel. Endringer har ikke vært en del av mandatet og er heller ikke forslått fra utvalget.

Utvalget har valgt å legge vekt på anbefalinger rettet mot næringens aktører og organisasjoner.

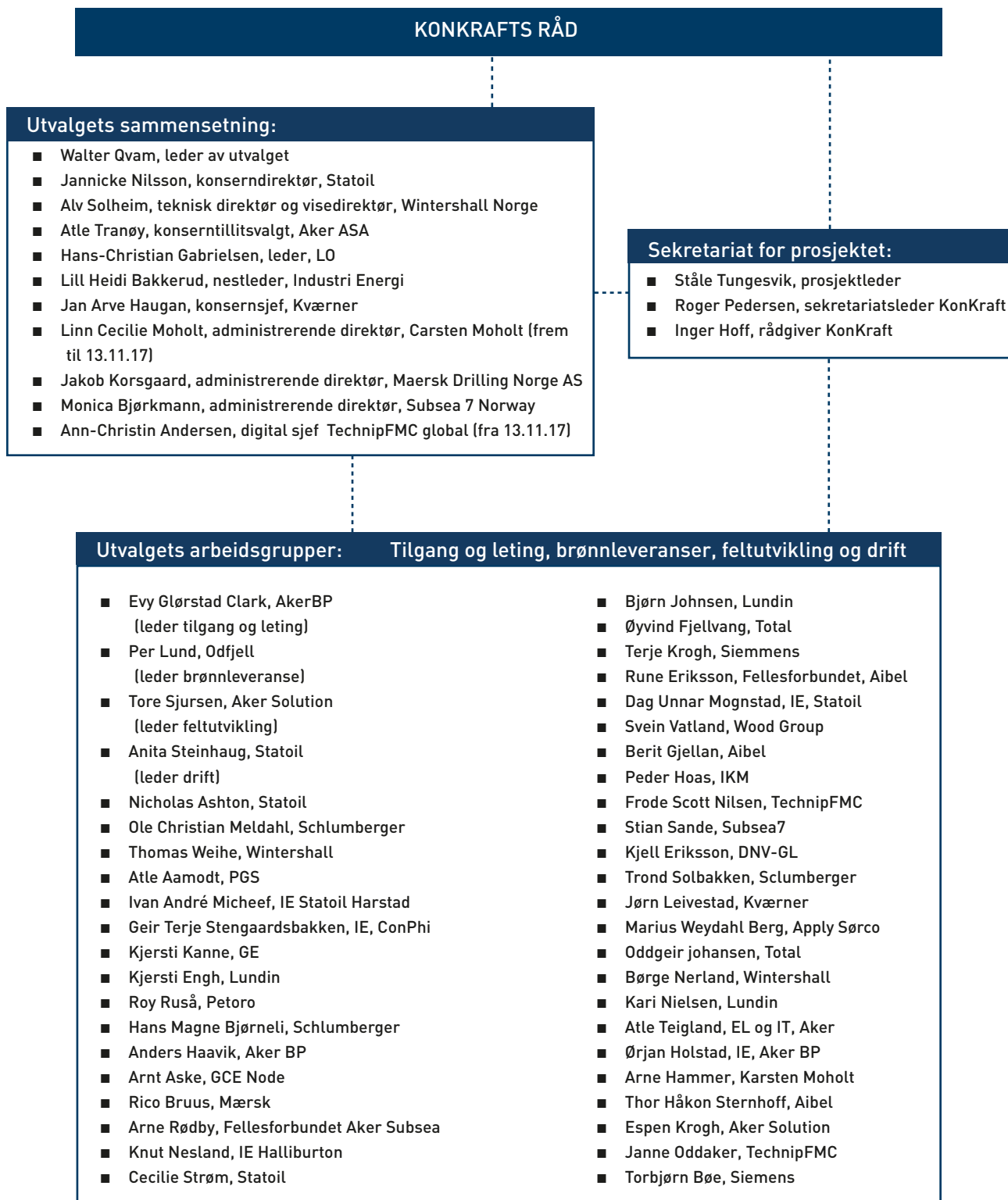
1.4.

ORGANISERING AV PROSJEKTET

Prosjektorganisasjonen har vært omfattende, og nærmere 60 personer fra bransjen har vært involvert. Organiseringen av prosjektet er illustrert i figur v1.1

Figur v.1.1

Prosjektorganisasjonen. (Kilde: Konkraft)



Prosjektets mandat er omfangsrikt, og det viser bredden og spenningene i den norske olje- og gassnæringen. En dynamisk tilnærming har derfor vært hensiktsmessig fordi dette gjør det mulig å korrigere arbeidet fortløpende, gjennom dialog og samspill med en rekke aktører på ulike arenaer.

Prosjektledelsen har gjennom hele arbeidsprosessen søkt å være åpen og utadrettet. Foreløpige tanker og status i arbeidet har blitt delt fortløpende. Gjennom prosjektperioden har arbeidet vært presentert og diskutert på over 200 ulike arenaer.

1.5.

Teoretisk rammeverk

Den norske olje- og gassnæringen er en konkurransedrevet industri, men samarbeid er vanlig på norsk sokkel slik det er i alle andre bransjer. Enkelte bransjer har imidlertid kommet lenger enn olje- og gassbransjen i å øke effektivitet og produktivitet innad i bransjene totalt sett. Dette har de oppnådd ved å arbeide mye med å fjerne ineffektivitet og tids-/kostnadstap i grensesnittene mellom aktørene og leddene i verdi- og leverandørkjedene. På mange måter har disse bransjene bygget en samhandlingsmodell (engelsk collaboration) som går ut over det man oppnår i et samarbeid (engelsk cooperation).

En samhandlingsmodell innebærer, som navnet tilsier, at de ulike aktørene handler sammen. Det vil si at modellen griper inn i alle de deltakende virksomhetenes forretning, ansvarsutstrekning, risiko, insentiver, lønnsomhet og drift. Over tid fører dette til endringer i hvilke aktører som bidrar med hva i en verdi- eller leverandørkjede, og hvordan dette håndteres kommersielt. Slike modeller er bedre i stand til å realisere effektivitets- og produktivitetspotensial enn en klassisk samarbeidsmodell – hvor det å «arbeide sammen» er kjernen, selv om et godt samarbeid selv sagt også gir gevinster.

Mandatene til utvalget innbyr til å utfordre det tradisjonelle handlingsmønsteret og tankesettet i olje- og gassnæringen. Olje- og gassnæringen er ikke en isolert bransje, men den har også enkelte særtrekk. Mange av de utfordringene og mulighetene bransjen opplever, kan de lære av fra andre bransjer. Når det gjelder digital samhandling har prosjektet, der det er naturlig, hentet inspirasjon og erfaringer fra banknæringen gjennom Digital Norway.

Metodikken har bestått av fem deler: 1) den industrielle logikken, 2) samhandlingslogikken, 3) faset tilnærming, 4) helt sammen, på samme måte, hver for seg, og 5) veikart:

1. "Den industrielle logikken":

Denne tilnærmingen har bransjen god erfaring med. Essensen i metoden er at samhandling dels handler om å forme en industriell logikk eller en strategi for bransjen om hvor potensialet for prestasjonsforbedringer ligger, og hva som må gjøres av tiltak for å forløse det. Dette er sammenhenger som det er relativt enkle for aktørene i bransjen å forstå og bli enige om, og utvalgets arbeid påviser mye slikt potensial på norsk sokkel.

2. "Samhandlingslogikken":

Like viktig, men noe mindre intuitivt, er det at man må utforme en samhandlingslogikk for å forløse potensialet. Dette handler om å skape en trygg ramme for å handle sammen, for eksempel i form av styringsmodell, insentiver og spilleregler som gjør at aktørene faktisk deler også det som det er krevende å dele. Samarbeid brukes der hver enkelt aktør setter mål, tildeler ressurser og tar beslutninger i foretaket, og utøver samarbeid i grenseflatene mot andre aktører innenfra og ut. Når aktørene samhandler, arbeider de vesentlig mer på tvers av selskapsgrensene og setter mål, tildeler ressurser, styrer og tar beslutninger sammen som en kontinuerlig prosess, i enheter som mer eller mindre formelt er skapt mellom aktørene.

3. Faset tilnærming:

Erfaringene peker også på at samhandlingen går i faser, der en tidlig koalisjon av noen aktører tar initiativ til å samhandle, utforsker potensialet, sjøsetter initiativet og bygger samhandlingslogikken og det som skal til for å realisere potensialet.

4. Helt sammen, på samme måte, hver for seg:

En viktig innsikt som også erfaringene fra samarbeidet mellom bankene viste, er at grad av samhandling er en funksjon av synergier som på den ene siden kan høstes ved å samhandle, og av aktørenes behov for integritet eller uavhengighet på den andre siden (se figuren nedenfor, tilpasset fra Haspeslagh og Jemison 1991).

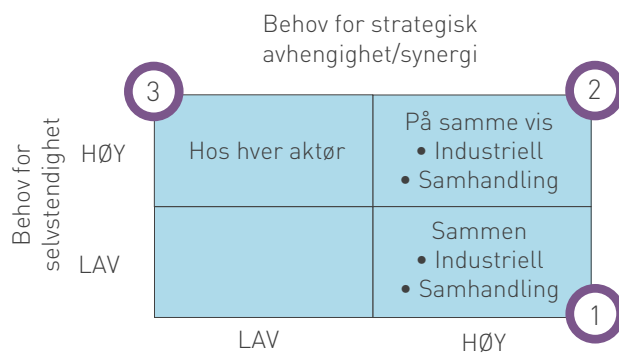
Ved å fremstille de to dimensjonene i en matrise fremkommer det at man kan jobbe helt sammen, eller på samme vis, men også hvor en konkurrerer (hos hver aktør).

5. Veikart:

Videre foreslås det å bygge et veikart for arbeidet med å forløse potensialene, både hvilke tiltak som skal til for å realisere den industrielle logikken og de tiltak som må til for å bygge rammene for samarbeidet i samhandlingslogikken.

Figur v.1.2.

Metodikk for bransjetransformasjon/endring
(Kilde: Digital Norway)



Vedlegg 2: Definisjon av norsk oljeserviceselskap*

Hva er et norsk oljeserviceselskap?

Et norsk oljeserviceselskap kan enten være et norsk morselskap eller et norsk datterselskap som figur v2.1. viser:

- Som norsk morselskap regnes et selskap som har hovedkontor i Norge og/eller mer enn 50% av eierne er norske
- Som norsk datterselskap regnes et selskap med norsk forretningsadresse og/eller at morselskapet er norsk

Ulike former for internasjonal omsetning

Internasjonal omsetning kan komme fra flere kilder som figur v2.1. viser. Følgende typer omsetning er inkludert i «Internasjonal omsetning fra norske oljeserviceselskaper»:

Fra norsk morselskap:

- Direkte eller via datterselskap i Norge: Eksport (1)
- Datterselskap i utlandet (organisk): Salg fra datter i utlandet (2)
- Datterselskap i utlandet (uorganisk): Salg fra datter i utlandet (3)

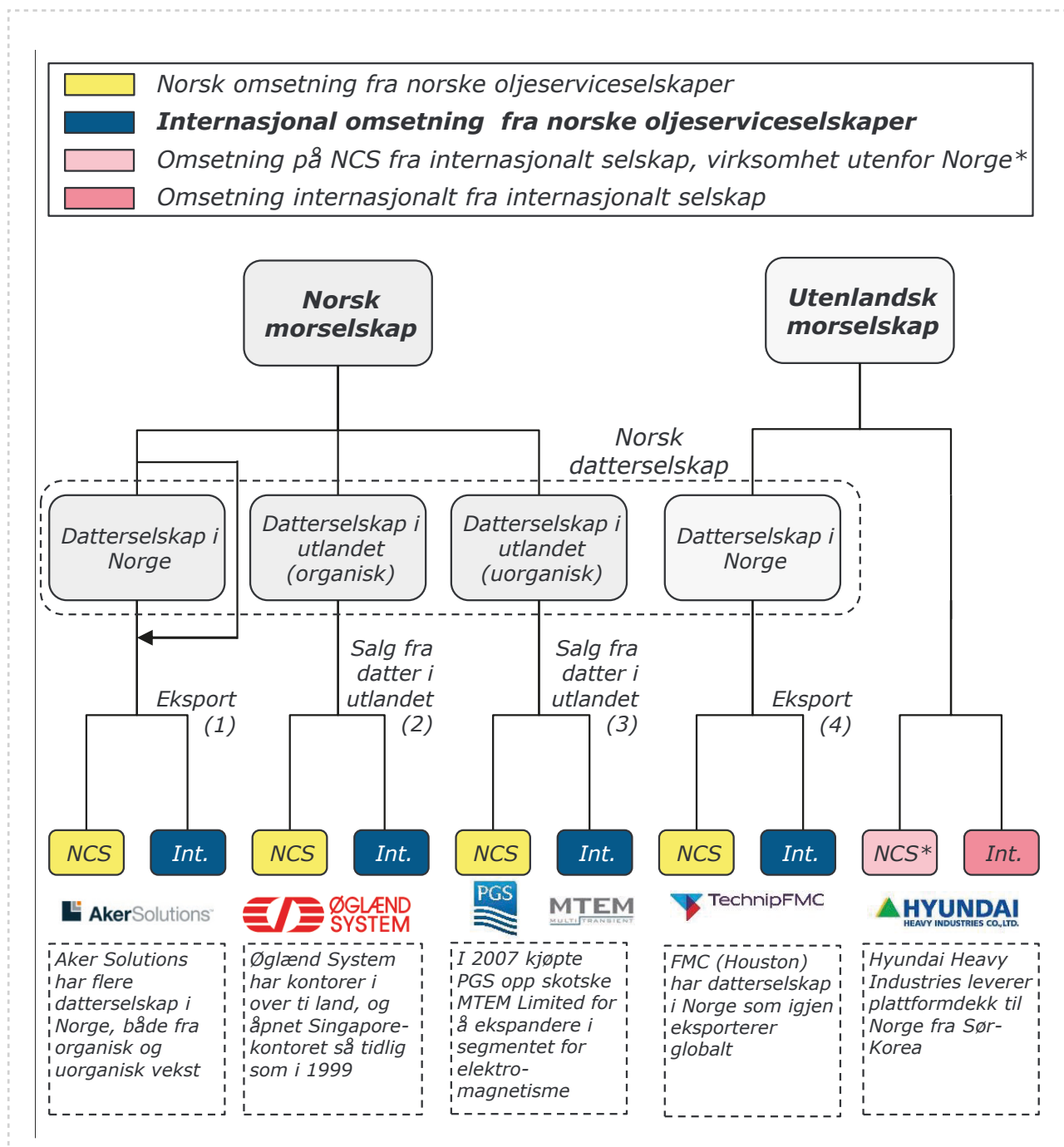
Fra utenlandsk morselskap:

- Datterselskap i Norge: Eksport (4)

* Definisjonen er hentet fra "Internasjonal omsetning fra norske oljeserviceselskaper". Rystad Energy. Rapport til Olje- og energidepartementet 31. oktober 2017.

Figur v.2.1

Internasjonal omsetning - definisjonstre (Kilde: Rystad Energy)



* Denne omsetningen utgjør en del av Offshore-markedet i Norge, men er ikke inkludert eller behandlet i Rystad rapporten (31.10.17). Dette er omsetning som kommer fra direkte import, altså utenom norsk etablerte (datter)selskaper. Tall for Norge reflekterer altså ikke det totale Offshore-markedet i Norge, men de norske oljeserviceselskaperenes andel av dette.

Om KonKraft

KonKraft er en samarbeidsarena for Norsk olje og gass, Norsk Industri, Norges Rederiforbund og Landsorganisasjonen i Norge (LO), med LO-forbundene Fellesforbundet og Industri Energi.

KonKraft skal være en premissleverandør for nasjonale strategier for petroleumssektoren, og arbeide for å opprettholde norsk sokkels konkurranseevne, slik at Norge forblir et attraktivt investeringsområde for norsk og internasjonal olje- og gassindustri, inkludert leverandørbedrifter og maritim næring.

Rådet er KonKrafts øverste organ. I tillegg har KonKraft et arbeidsutvalg og et sekretariat som ivaretar løpende aktiviteter og daglig drift.

Rådets medlemmer:

- Hans Christian Gabrielsen, Leder, LO (landsorganisasjonen i Norge)
- Stein Lier-Hansen, administrerende direktør, Norsk Industri
- Frode Alfheim, leder, Industri Energi
- Karl Eirik Schjøtt-Pedersen, administrerende direktør, Norsk olje og gass
- Harald Solberg, administrerende direktør, Norges Rederiforbund
- Jørn Eggum, leder, Fellesforbundet
- Arne Sigve Nylund, konserndirektør Utvikling og Produksjon Norge, Statoil
- Jakob Korsgaard, administrerende direktør, Mærsk
- Kristin Færøvik, administrerende direktør, Lundin
- Ann-Christin Andersen, digitalsjef, TechnipFMC global
- Odd Strømsnes, administrerende direktør, Technip
- Mads Andersen, administrerende direktør, Aibel

Arbeidsutvalgets medlemmer:

- Tommy Hansen, Norsk olje og gass
- Torbjørn G. Eriksen, Norsk olje og gass
- Hans Petter Rebo, Norsk Industri
- Runar Rugtvet, Norsk Industri
- Thomas Saxegaard, Norges Rederiforbund
- Olav Lie, LO
- Jørn Prangerød, Fellesforbundet
- Johnny Håvik, Industri Energi

KonKrafts sekretariat:

- Roger Pedersen, sekretariatsleder KonKraft
- Inger Hoff, rådgiver KonKraft
- Ståle Tungesvik, prosjektleder

